

**ВЕСТНИК
САРАТОВСКОГО
ГОСУДАРСТВЕННОГО
ТЕХНИЧЕСКОГО
УНИВЕРСИТЕТА**

2006

**№ 4 (20)
Выпуск 5**

Научно-технический журнал

Издается с 2003 г.
Выходит один раз в квартал
Декабрь 2006 г.

*Журнал включен в перечень
ведущих рецензируемых журналов
и научных изданий, утвержденный
президиумом ВАК Министерства
образования и науки РФ,
в которых публикуются основные
научные результаты диссертаций
на соискание ученой степени
доктора наук*

Главный редактор
Зам. главного редактора
Ответственный секретарь

д.т.н., профессор Ю.В. Чеботаревский
д.э.н., профессор В.Р. Атоян
д.т.н., профессор А.А. Игнатъев

Редакционный совет: д.э.н. В.Р. Атоян (заместитель председателя), д.т.н. В.И. Волчихин, д.т.н. В.А. Голенков, д.и.н. В.А. Динес, д.х.н. В. Зеленский (Польша), д.т.н. В.А. Игнатъев, д.т.н. В.В. Калашников, д.ф.-м.н. Л.Ю. Коссович, д.т.н. И.А. Новаков, д.т.н. А.Ф. Резчиков, д.т.н. Ю.В. Чеботаревский (председатель), д.ф.-м.н. Ян Аврейцевич (Польша), д.э.н. Улли Арнольд (Германия), д.ф.-м.н. Энтони Мерсер (Великобритания), д.э.н. Эде Соузе Феррейра (Португалия), д.т.н. Т. Чермак (Чехия), д.э.н. Ю.В. Шленов.

Редакционная коллегия: д.т.н. К.П. Андрейченко, д.т.н. А.И. Андриющенко, д.т.н. Ю.С. Архангельский, д.филос.н. А.С. Борщов, д.т.н. А.С. Денисов, д.т.н. Ю.Г. Иващенко, д.т.н. Ю.Н. Климочкин, д.т.н. В.А. Коломейцев, д.т.н. А.В. Королев, д.т.н. В.А. Крысько, д.т.н. В.И. Лысак, д.т.н. В.Н. Лясников, д.т.н. А.И. Финаенов, д.социол.н. А.Ю. Слепухин, д.т.н. М.А. Щербаков.

Редактор Л.А. Скворцова
Компьютерная верстка Ю.Л. Жупиловой
Перевод на английский язык А.М. Руст

Адрес редакции:
Саратов, 410054, ул. Политехническая, 77
Телефон: (845 2) 52 74 02
E-mail: vestnik @ sstu. ru; vra @ sstu. ru
<http://dni.sstu.ru/vestnik.nsf>
Факс: (845 2) 50 67 40

Подписано в печать 20.12.06
Формат 60×84 1/8 Бум. офсет.
Усл. печ. л. 24,5 Уч.-изд. л. 22,78
Тираж 500 экз. Заказ 617
Отпечатано в РИЦ СГТУ,
410054, г. Саратов, ул. Политехническая, 77

Подписной индекс 18378
(каталог «Газеты. Журналы» на 1-е полугодие 2007 г.)

ISBN 5-7433-1770-4

© Саратовский государственный
технический университет, 2006

**VESTNIK
SARATOV
STATE
TECHNICAL
UNIVERSITY
2006**

**№ 4 (20)
Edition 5**

Scientific Journal

Since 2003
Once in a quarter
December 2006

This journal is included into the list of the leading reviewed magazines and scientific periodicals approved by the Presidium of the HAC, Ministry of Education and Science of Russian Federation. Major scientific results of dissertations for the scientific degree competition, Doctor of Science, are published here.

Editor-in-chief

Doctor of Technical Sciences, Pr. Y.V. Chebotarevsky

Editor-in-chief assistant

Doctor of Economics, Pr. V.R. Atoyan

Executive secretary

Doctor of Technical Sciences, Pr. A.A. Ignatyev

Drafting committee: Pr. V.R. Atoyan (Vice of the Chairman), Pr. V.I. Volchihin, Pr. V.A. Golenkov, Pr. V.A. Dines, Pr. V. Zelensky (Poland), Pr. V.A. Ignatyev, Pr. V.V. Kalashnikov, Pr. L.Y. Kossovich, Pr. I.A. Novakov, Pr. A.F. Rezchikov, Pr. Y.V. Chebotarevsky (the Chairman), Pr. Yan Avreytsevich (Poland), Pr. Ulli Arnold (Germany), Pr. Anthony Merser (UK), Pr. E. D'Sousa Ferreira (Portugal), Pr. T. Chermak (Chezh Republic), Pr. Y.V. Shlenov.

Editorial board: Pr. K.P. Andreychenko, Pr. A.I. Andryushenko, Pr. Y.S. Arkhangelsky, Pr. A.S. Borshov, Pr. A.S. Denisov, Pr. Y.G. Ivashenko, Pr. Y.N. Klimochkin, Pr. V.A. Kolomeitsev, Pr. A.V. Korolyov, Pr. V.A. Krysko, Pr. V.I. Lysak, Pr. V.N. Lyasnikov, Pr. A.I. Finaenov, Pr. A.Y. Slepukhin, Pr. M.A. Sherbakov.

Editor L.A. Skvortsova
Computer-based page-proof J.L. Zhupilova
Rendering A.M. Rust

Editorial office: 77, Politechnicheskaya Street
Saratov, 410054
Russia
Telephone: +8452/52-74-02
E-mail: vestnik @ sstu. ru; vra @ sstu. ru
http://dni. sstu. ru/vestnik.nsf
Fax: +8452/50-67-40

Signed for publishing: 20.12.06
Format 60×84 1/8 Paper offset.
Apr. tp. l. 24,5 Acc.-pbl. l. 22,78
Edition 500 psc. Order 617
Printed in EPC of SSTU,
77, Politechnicheskaya St., Saratov, 410054, Russia

ISBN 5-7433-1770-4

© Saratov State Technical University, 2006

СОДЕРЖАНИЕ

От главного редактора.....	7
Ипатов П.Л. Социально-экономическое развитие Саратовской области и роль Балаковской АЭС.....	8
Игнатов В.И. 20 лет Балаковской АЭС: итоги, задачи, перспективы	12

БАЛАКОВСКАЯ АЭС:

ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭКОНОМИЧНОСТИ И СИСТЕМНОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Ипатов П.Л., Ларин Е.А., Хрусталеv В.А., Чеботаревский Ю.В. Региональная социально-экономическая эффективность проектов АЭС (на примере расширения Балаковской АЭС)	17
Ипатов П.Л., Игнатов В.И. Эффективность повышения эксплуатационной безопасности АЭС с ВВЭР-1000 управлением запроектными авариями	23
Шутиков А.В., Хрусталеv В.А. Обоснование способов и эффективности повышения мощности энергоблоков АЭС с ВВЭР выше номинального уровня	32
Ипатов П.Л., Михальчук А.В. Эффективность повышения КИУМ АЭС с ВВЭР-1000.....	39
Ульянова М.В., Хрусталеv В.А. Техничко-экономическая эффективность перехода на новые топливные циклы.....	47
Доронин М.С., Ларин Е.А., Черников В.Ф. Формирование и расширение рынков сбыта электрической энергии Балаковской АЭС.....	52
Доронин М.С., Кайль В.А., Котляренко Г.С. Формирование требований к децентрализованным источникам энергоснабжения в условиях роста доли АЭС на рынках энергии и ограничений поставок природного газа в электроэнергетику	61
Рейц Л.С. Правовые аспекты атомной энергетики.....	69

ВОПРОСЫ БЕЗОПАСНОСТИ БАЛАКОВСКОЙ АЭС

Осадчий А.И., Тебин В.В., Борисенков А.Э., Косоуров К.Б., Киселев Н.П. Критичность активных зон в тяжелых запроектных авариях	75
Борисенков А.Э., Осадчий А.И., Тебин В.В., Косоуров К.Б. Вопросы ядерной безопасности при перегрузках реактора ВВЭР-1000	82
Осадчий А.И. Ядерная безопасность при хранении и транспортировке топлива реактора ВВЭР-1000.....	89
Тебин В.В., Борисенков А.Э. Комплекс программ САПФИР-2006 для расчета полномасштабных активных зон реакторов ВВЭР методом Монте-Карло	94
Борисенков А.Э., Тебин В.В. Расчет нейтронно-физических характеристик полномасштабных активных зон реакторов ВВЭР	100

ВОПРОСЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ БАЛАКОВСКОЙ АЭС

Зажарнов А.Н., Шутиков А.В. Вопросы расширения функциональных возможностей СВРК с целью повышения эффективности ее использования при эксплуатации энергоблоков.....	106
Севастьянов В.С. Подпитка парогенераторов при полном обесточивании АЭС	114
Шутиков А.В., Севастьянов В.С. Концепция разработки документации для эксплуатации АЭС в условиях нарушений нормальной эксплуатации	123
Зажарнов А.Н., Шутиков А.В., Виграненко Ю.М. Управление полем энерговыделения активной зоны реактора ВВЭР-1000 при ксеноновых переходных процессах после разгрузки энергоблока Балаковской АЭС	134
Жаркина Л.В., Ларин Е.А. Концептуальные положения контроллинга и основные направления его создания на Балаковской АЭС	147
Грибко В.М. Учет и анализ затрат на ТО и Р оборудования АЭС с использованием информационных систем.....	152
Кузьмин В.П., Бубнов А.Г. Оптимизация процесса проведения планово-предупредительных ремонтов.....	159
Алексанин С.А., Дунаев В.И., Макаров Н.В., Шутиков А.В., Кольжанов В.Ф., Соболев Е.Ф., Гилев В.А. Модернизация машины перегрузки первого энергоблока Балаковской АЭС.....	164
Аминов Р.З., Рыжков Ю.А., Гудым А.А., Чернышов И.М. Совершенствование автоматизированного расчета тепловых схем АЭС с ВВЭР в условиях схемных вариаций.....	169
Афанаскин Ю.А., Лобачев С.А. Модернизация систем и приборов радиационного контроля, применяемых на Балаковской АЭС	174
Косарев С.В., Максимов В.Я. Организация индивидуального дозиметрического контроля на Балаковской АЭС.....	176
Максимов В.Я., Юдин В.А., Косарев С.В. Влияние на окружающую среду газоаэрозольных выбросов радиоактивных веществ в вентиляционные трубы Балаковской АЭС	180
Борисенко Е.Н. Международное сотрудничество Балаковской АЭС	182
Басов В.И. Методические положения оценки профессиональной надежности персонала АЭС и рисков ее снижения	185
Бердюгин С.А., Макаров Э.Б. Профессиональное обучение персонала филиала концерна «Росэнергоатом» «Балаковская атомная станция»	190

CONTENTS

Editor-un-Chief's foreword	7
Ipatov P. Social-economic development of Saratov region and Balakovo NPP'S contribution	8
Ignatov V. Balakovo NPP 20 years: results, goals and perspectives.....	12

BALAKOVO NPP:

THE WAYS TO RAISE SYSTEM EFFICIENCY AND PRODUCTIVITY

Ipatov P., Larin E., Khrustalyov V., Chebotarevsky Y. Regional social-economic effectiveness of NPP projects (on examples of Balakovo NPP expansion)	17
Ipatov P., Ignatov V. Effectiveness enhancement of VVER-1000 NPP operational safety through beyond-design accidents management.....	23
Shutikov A., Khrustalyov V. Justification of ways and effectiveness VVER-1000 NPP capacity loading higher than nominal level	33
Ipatov P., Mikhalchuk A. VVER-1000 NPP capacity factor effectiveness enhancement	40
Ulyanova M., Khrustalyov V. Technical & economical effectiveness of shifting to new fuel cycles	47
Doronin M., Larin E., Chernikov V. Forming and expanding power supply markets by Balakovo NPP	52
Doronin M., Kayl V., Kotlyarenko G. Forming requirements for decentralized sources of power supply under condition of NPP energy generation sector growth and natural gas supply limitation for power generation.....	62
Reiz L. Juridical aspects of atomic energy	69

BALAKOVO NPP SAFETY PROBLEMS

Osadchy A., Tebin V., Borisenkov A., Kosourov K., Kiselev N. Criticality of fissile regions in heavy outside of design crashes	75
Borisenkov A., Osadchy A., Tebin V., Kosourov K. Questions of nuclear safety at overloads of reactor VVER-1000	82
Osadchy A. Nuclear safety at save and transport fuel reactors VVER-1000.....	90
Tebin V., Borisenkov A. Complex of programs SAPFIRE-2006 for calculation of full-scale fissile regions of reactors VVER by a Monte-Carlo method.....	94
Borisenkov A., Tebin V. Calculation of neutron-physical characteristics of full-scale fissile regions of reactors VVER	101

BALAKOVO NPP EXPLOITATION PROBLEMS

Zazharnov A., Shutikov A. Expansion issues of ICI functional possibilities with the purpose of its effectiveness enhancement during units operation.....	106
Sevastianov V. Steam generators feeding in case of NPP blackout.....	114

Shutikov A., Sevastianov V. Concept on documentation development for NPP operation under abnormal operation	123
Zazharnov A., Shutikov A., Vigranenko Y. VVER-1000 reactor core heat monitoring during xenon transient process after Balakovo NPP unit unloading	134
Zharkina L., Larin E. Controlling conceptual provisions and main directions of its creation at Balakovo NPP.....	148
Gribko V. NPP equipment maintenance account and analysis using informational systems.....	152
Kuzmin V., Bubnov A. Outage conduct optimization process.....	159
Alexanin S., Dunaev V., Makarov N., Shutikov A., Kolzhanov V., Sobolev E., Gilyov V. Balakovo NPP unit 1 fuel loading machine modernization.....	164
Aminov R., Ryzhkov Y., Gudym A., Chernyshov I. Improvement of automated process of VVER NPP thermal schemes in condition of scheme variations.....	169
Afanaskin Y., Lobachev S. Balakovo NPP radiological monitoring systems modernization	175
Kosarev S., Maximov V. Individual dosimeter monitoring organization at Balakovo NPP.....	177
Maximov V., Yudin V., Kosarev S. Radioactive substances gas-airborne release through Balakovo NPP vent stacks impact onto environment.....	180
Borisenko E. Balakovo NPP international cooperation.....	182
Basov V. Methodological provision on NPP personnel professional reliability and risks of its decrease.....	186
Berdyugin S., Makarov E. Personnel professional training at subsidiary of concern Rosenergoatom Balakovo nuclear power plant.....	190

От главного редактора

В декабре 2005 года отмечалась знаменательная дата для атомной энергетики страны и Саратовской области – 20-летие успешной эксплуатации Балаковской АЭС.

Такое событие широко отмечалось научной и технической общественностью Саратовской области и не могло остаться незамеченным в коллективе Саратовского государственного технического университета.

Наш университет вносит весомый вклад в обеспечение безопасной и эффективной работы Балаковской АЭС. Более 100 выпускников университета различных специальностей, в основном энергетиков, успешно работают на различных должностях.

Плодотворным является сотрудничество университета и Балаковской АЭС в решении научно-технической задачи повышения безопасности, надежности и эффективности работы АЭС, в течение ряда лет ведется работа по повышению научной квалификации специалистов станции.

В предлагаемом Вашему вниманию специальном выпуске журнала «Вестник СГТУ» представлены результаты научных и экспериментальных исследований по повышению безопасности, надежности и системной эффективности Балаковской АЭС.

Надеюсь, что знакомство с представленными в выпуске материалами позволит научной общественности глубже понять суть проблем атомной энергетики и пути их решения.

Ректор СГТУ
профессор Ю. Чеботаревский

П.Л. Ипатов

**СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ
САРАТОВСКОЙ ОБЛАСТИ И РОЛЬ БАЛАКОВСКОЙ АЭС**



*Губернатор,
председатель правительства
Саратовской области*

Исторически сложившаяся неоднородность социально-экономического пространства России оказывает существенное влияние на эффективность экономики, стратегию и тактику институциональных, социальных и экономических преобразований. В ходе этих преобразований проявилась различная степень адаптации к рынку регионов с различной структурой экономики, усилилась дифференциация регионов с интегрированной экономикой (преобладанием сырьевых отраслей) и диверсифицированной экономикой (кооперация между большим числом крупных, средних и малых предприятий, увязанных в кластерные структуры). Идеология интенсивной эксплуатации сырьевого потенциала территорий в его экономическом развитии исчерпала себя, и дальнейшее их развитие возможно только на инновационной технологической основе диверсифицированной экономики.

В 2005 году областью был взят курс на ускорение темпов экономического роста, привлечение инвестиций в область, обеспечение доходной части бюджета и увеличение заработной платы. Основными позитивными характеристиками этого процесса являются сохранение положительных темпов роста валового регионального продукта, опережающие темпы роста реальной заработной платы, стабилизация инфляции, приток инвестиций в основной капитал, более высокий рост основных макроэкономических показателей по сравнению со среднероссийскими.

Обеспечение устойчивого экономического роста в области невозможно без опережающего развития топливно-энергетического комплекса.

Нефтегазовый комплекс относительно стабильно обеспечивает потребности экономики области и населения в углеводородном сырье и топливных ресурсах. За 2005 год добыча нефти по крупным и средним предприятиям составила 96,5 процента и газа 90,4 процента к уровню 2004 года. Темп роста добычи углеводородов ОАО «Саратовнефтегаз» составил 134,1 процента.

В динамике промышленного производства в течение 2005 года и последующего периода следует отметить ускорение темпов роста по сравнению с 2004 годом. В 2005 году индекс роста промышленного производства составил 109,3 процента. Наиболее высокие темпы роста в составе обрабатывающих производств достигнуты в производстве транспортных средств и оборудования – в 2,6 раза, текстильном и швейном производстве – на 9,5 процента, производстве прочих неметаллических минеральных продуктов – на 9 процентов.

На предприятиях машиностроения активно ведется внедрение в производство новейших наукоемких технологий и разработок, осваиваются новые виды конкурентоспособной продукции. За 2005 год увеличилось производство дизелей и дизель-генераторов на 12,8 процента, электровакуумных приборов – в 1,3 раза, полупроводниковых приборов – в 2,6 раза, арматуры промышленной трубопроводной – в 5 раз. Пять предприятий машиностроения входят в число предприятий-миллиардеров: ОАО «Саратовское электроагрегатное производственное объединение», ОАО «Саратовский подшипниковый завод», ОАО «Роберт Бош Саратов», ФГУП НПП «Контакт», ОАО «Трансмаш». Важной проблемой остается возрождение предприятий оборонного комплекса. В федеральных целевых программах и федеральной адресной инвестиционной программе участвуют ФГУП «НПП «Контакт», ФГУП ПО «Корпус», ОАО «ЦНИИА», НИИ «Волга», ОАО «Конструкторское бюро промышленной автоматики», ЗАО «НПЦ «Алмаз-Фазатрон» и другие.

В целом предприятиями химической промышленности и производства резиновых и пластмассовых изделий в 2005 году допущено падение объемов производства – индекс промышленного производства по этому сектору составил 92,0 и 92,4 процента соответственно. Однако выпуск волокон и нитей химических по сравнению с прошлым годом сокращен на 30,2 процента. Выпуск минеральных удобрений увеличился на 1 процент. Отмечен рост производства изделий из пластмассы на 5,6 процента, глицерина технического – на 11 процентов, лакокрасочных материалов – на 13,9 процента. Наиболее динамично развиваются ООО «Хенкель-Юг», ОАО «Балаковорезинотехника», ООО «Балаковские минеральные удобрения», ООО «Саратоворгсинтез». Ряд предприятий ведет работу по техническому перевооружению и освоению новых видов продукции. Например, на ОАО «Балаковский завод волоконных материалов» запущены реконструированные агрегаты по производству вискозного волокна, что позволит увеличить объем продукции в 2006 году в 1,5 раза, планируется ввод мощности по производству серной кислоты, что позволит увеличить объем ее выпуска на 25 процентов.

Значительными темпами развиваются предприятия стройиндустрии и стекольная промышленность. Индекс промышленного производства составил по этим производствам 109 процентов к уровню 2004 года. На долю области приходится более 30 процентов выпуска стекла в России. В 2005 году произведено стекла листового термополированного в 1,2 раза больше, стекла трехслойного (триплекс) в 1,6 раза больше, чем за 2004 год. На предприятиях стройиндустрии произведено цемента 2,3 млн. тонн, что составило 110,9 процента к уровню 2004 года. Возрос выпуск крупных стеновых блоков на 6,3 процента, мелких строительных блоков – в 1,6 раза.

Высоким уровнем развития характеризуется текстильное и швейное производство, индекс промышленного производства по этому виду деятельности составил 109,5 процента к уровню 2004 года.

Объем услуг связи за 2005 год возрос на 18,8 процента. Число абонентов сотовой связи составило около 1,7 млн. (133,4 процента к уровню 2004 года). Уровень проникновения сотовой связи составил 66,8 процента и увеличился с начала года на 25,7 процента.

Объем транспортных услуг за 2005 год вырос на 21,6 процента. Наибольший объем грузооборота выполняется трубопроводным (33,1 процента) и железнодорожным (65,8 процента) транспортом. Предприятиями трубопроводного транспорта обеспечен рост объема услуг, который составил 40,1 процента. Ввод магистрального трубопровода в рамках реализации программы «Голубой поток» также значительно увеличит объемы транспортируемого по территории области природного газа.

С 2005 года политика области ориентирована на переход к инвестиционной модели развития экономики. Впервые поставлена задача довести объем инвестиций до 20 процентов валового регионального продукта области. За период 2005 года этот показатель составил около 14 процентов, в среднем по России – более 16 процентов. В области сформирована

нормативно-правовая база, регламентирующая процедуру предоставления государственной поддержки предприятиям и организациям, реализующим инвестиционные и инновационные проекты. Механизм предоставления государственной поддержки является примером реально действующего на территории области государственно-частного партнерства. В 2005 году было освоено 35,9 млрд. рублей инвестиций в основной капитал, что выше уровня 2004 года на 27,4 процента.

Приоритетной задачей развития социальной сферы было и остается строительство жилья. В 2005 году в области построено и введено в эксплуатацию 678,9 тыс.м² жилья или 140,1 процента к уровню предыдущего года. В 22 муниципальных образованиях области объемы введенного жилья превысили уровень 2004 года.

Объем выполненных работ по федеральным целевым и адресной инвестиционной программам составил 5719,0 млн. рублей при годовом лимите 5773,9 млн. рублей. Из федерального бюджета поступили средства в сумме 5783,7 млн. рублей или 100,2 процента от годового лимита.

В 2005 году доходы консолидированного бюджета области составили 26,8 млрд. рублей или 119,8 процента к уровню 2004 года. На 17,1 процента увеличилось поступление налоговых и неналоговых доходов и составило 19,6 млрд. рублей. Более 61 процента доходов консолидированного бюджета области обеспечено за счет налога на прибыль (26,5 процента) и налога на доходы физических лиц (35,1 процента). Следует подчеркнуть важную роль Балаковской атомной станции в формировании бюджета области и Балаковского муниципального образования. За 2005 год выплаты БАЭС в бюджеты всех уровней составили 602 млн. рублей.

В области сложился и устойчиво работает мощный электроэнергетический комплекс. Выработка электроэнергии в 2005 году составила 40,4 млрд. кВт·ч. Одно из крупнейших предприятий энергетики страны – Балаковская атомная станция выработала 28,8 млрд. кВт·ч электроэнергии, производя ее больше, чем любая другая станция страны. Она обеспечивает пятую часть выработки всех российских АЭС. Электроэнергией Балаковской АЭС обеспечиваются потребители Поволжья, Центральной России, Урала и Северного Кавказа. Коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) энергоблоков Балаковской АЭС превысил 82 процента, а в 2006 году планируемый КИУМ превысит 85 процентов. На предприятии «Саратовская ГЭС» выработка электроэнергии возросла на 51,5 процента. Саратовскими тепловыми электростанциями Волжской ТГК – 7 за 2005 год выработано 5,7 млрд. кВт·ч электроэнергии или 104,9 процента к уровню 2004 года.

Решение задач, поставленных правительством области на среднесрочный период, невозможно без реализации согласованной политики федерального и регионального уровня и бизнес-сообщества. Это, в частности, относится к развитию топливно-энергетического сектора экономики и обеспечению энергетической безопасности области. Учитывая нарастающие сложности формирования топливного баланса области за счет природного газа, развитие ее электроэнергетического комплекса в первую очередь связано с возобновлением строительства пятого и шестого энергоблоков Балаковской АЭС с усовершенствованными реакторными установками. Реализация проекта строительства и ввода в эксплуатацию второй очереди станции требует решения ряда существенных задач федерального уровня, в частности связанных с созданием инновационной структуры в самой атомной отрасли. Важнейшее значение имеют социальная направленность проекта, согласование интересов инвесторов, имеющих одни интересы и цели, и региональных интересов. Многих элементов такого инновационного подхода пока нет, их нужно будет создавать заново. Здесь следует рассчитывать на широкое участие ученых и специалистов отрасли и региона в решении этого вопроса.

Необходимо отметить, что строительство первой очереди Балаковской АЭС дало мощный импульс развитию строительного комплекса, энергетического машиностроения и

социальной сферы в области. Были решены масштабные задачи подготовки кадров для строительства и эксплуатации АЭС.

Несмотря на то, что многое уже сделано, предстоит решить целый ряд дополнительных задач. Одна из них – повышение надежности теплоснабжения северной части г. Балакова с использованием теплоты нерегулируемых отборов турбоустановок АЭС. Это позволит, вытесняя органическое топливо, существенно оздоровить воздушный бассейн г. Балакова. Устойчивое социально-экономическое развитие области неотделимо от дальнейшего развития Балаковской АЭС, связанного с вводом пятого и шестого энергоблоков станции.

В.И. Игнатов

**20 ЛЕТ БАЛАКОВСКОЙ АЭС:
ИТОГИ, ЗАДАЧИ, ПЕРСПЕКТИВЫ**



*Заместитель Генерального директора
ФГУП концерн «Росэнергоатом» –
директор Балаковской АЭС*

24 декабря 2005 года Балаковская АЭС отметила 20-летие пуска первого энергоблока станции. На сегодняшний день Балаковская АЭС является крупнейшим поставщиком электроэнергии в России, обеспечивающим высокий уровень безопасной эксплуатации.

Станция имеет четыре энергоблока с водо-водяными реакторами ВВЭР-1000 мощностью по 1000 МВт каждый, которые были введены в строй в 1985-1993 годах. Блок № 4 Балаковской АЭС стал первым введенным в эксплуатацию в России после обретения ею государственной независимости.

Ежегодно Балаковская АЭС вырабатывает электроэнергии больше, чем любая другая электростанция России, и обеспечивает пятую часть выработки всех АЭС страны. В сентябре 2006 года станция выработала 400 млрд. кВт·ч электроэнергии с начала промышленной эксплуатации. Начиная с 2001 года Балаковская АЭС вырабатывает более 28-29 млрд. кВт·ч электроэнергии в год. Необходимо отметить, что в приказе № 127пс от 8 октября 1979 года об утверждении проекта Балаковской АЭС годовой отпуск электроэнергии с четырех энергоблоков был установлен в объеме 24,81 млрд. кВт·ч электроэнергии (соответственно выработка около 26 млрд. кВт·ч, коэффициент использования установленной мощности 74,3%), а сейчас фактически вырабатывается на 4 млрд. кВт·ч больше, что равносильно дополнительному вводу 500 МВт.

Балаковская атомная станция неоднократно занимала первое место в отраслевом конкурсе на звание лучшей АЭС России (по итогам работы в 1995, 1999, 2000, 2003 и 2005 годах). В 2003 году Балаковская АЭС также была признана победителем конкурса «Предприятие высокой культуры производства и организации труда», проводившегося среди предприятий атомной энергетики и промышленности Федеральным агентством по атомной энергии. Станция является победителем II (2001 г.), IV (2004 г.) и V (2005 г.) Всероссийских конкурсов «Российская организация высокой социальной эффективности».

Успешная эксплуатация Балаковской АЭС говорит о безопасности и надежности ее энергоблоков и профессионализме персонала. 67% персонала АЭС имеет высшее или среднее специальное образование.

Балаковская АЭС сегодня / 2005 г./	
Выработка электроэнергии – 28 765 млн. кВт·ч	
Численность персонала	
• промышленно-производственного	– 4522 чел.
• непромышленного	– 356 чел.
Выплаты в бюджеты	
• федеральный	– 15,2 млн. руб.
• областной	– 546,7 млн. руб.
• городской	– 40,1 млн. руб.
Обеспечение безопасной работы	
• неплановые автоматические остановки реактора	– НЕТ
• учитываемые нарушения в работе	– НЕТ
• пожары и возгорания	– НЕТ
• несчастные случаи	– НЕТ

Во все годы эксплуатации АЭС радиационная обстановка в районе ее расположения характеризуется безопасными показателями гамма-фона – в пределах 8-15 микрорентген в час, что соответствует значениям, свойственным региону расположения станции, и тем значениям, которые наблюдались здесь до начала ее строительства. По характеристикам радиационной безопасности Балаковская атомная станция традиционно входит в число лучших АЭС мира. Большинство основных показателей, определяющих безопасность и надежность энергоблоков, принятых Всемирной Ассоциацией организаций, эксплуатирующих атомные электростанции, у Балаковской АЭС лучше или находятся на уровне среднемировых для аналогичных атомных станций с водо-водяными реакторами.

Безопасность эксплуатации и экологическая приемлемость Балаковской АЭС подтверждены полученными станцией сертификатами. В 2004 году Балаковская АЭС первой из атомных станций России прошла сертификацию системы менеджмента качества на соответствие требованиям стандарта ГОСТ Р ИСО 9001-2001 (аналог международного стандарта ISO) и нормативным документам, действующим в атомной энергетике, и получила сертификаты соответствия. Кроме того, в целях реализации экологической политики на Балаковской АЭС разработана система управления охраной окружающей среды (система экологического менеджмента). Ее совершенствование является непрерывным процессом, что предусмотрено важным концептуальным документом «Экологическая политика Балаковской АЭС», введенным в действие на станции. В январе 2005 года Балаковская АЭС первой из российских предприятий осуществила сертификацию данной системы на соответствие международному стандарту ISO 14001. Все это означает признание на международном уровне высоких показателей технологической и экологической безопасности станции.

Достигнутые успехи Балаковской АЭС – результат повседневной напряженной работы коллектива станции. Особую роль в развитии Балаковской АЭС сыграл губернатор Саратовской области П.Л. Ипатов, с июня 1989 по апрель 2005 гг. работавший директором станции (в 1985-1989 гг. он был ее главным инженером).

П.Л. Ипатов пришел на Балаковскую АЭС в самый сложный период, когда на станции каждый год пускалось по блоку.

1985 год – пуск первого блока

1987 год – пуск второго блока

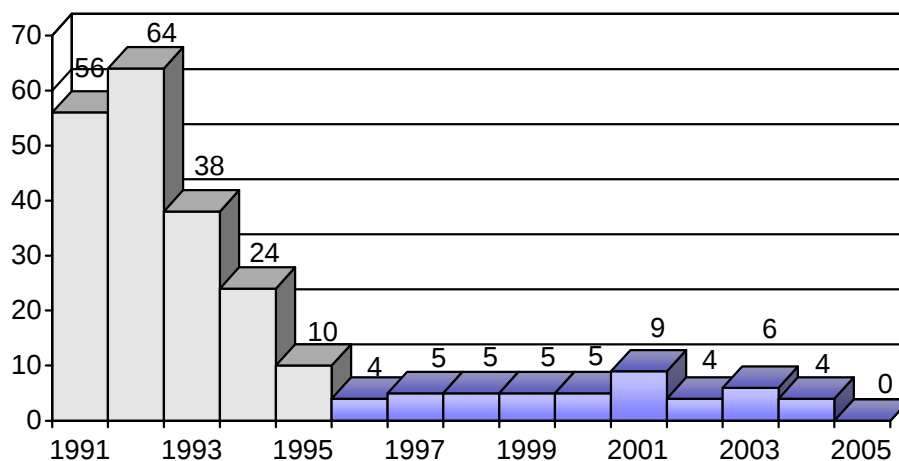
1988 год – пуск третьего блока

20 лет назад проект реакторной установки В-320 с реактором ВВЭР-1000 представлял собой принципиально новую разработку отечественных ученых. Аналогичное оборудование тогда действовало менее двух лет лишь на Запорожской АЭС. Сложность эксплуатации обуславливалась тем, что по сути в условиях поточного строительства исправлялись некоторые ошибки проекта и несовершенства принятых технических решений.

Неоценима роль П.Л. Ипатова в 1990-е годы: на фоне тяжелого перехода российской экономики на рыночные рельсы, сопровождающегося отсутствием реальных денежных средств (неплатежи), отменой плановой системы поставок материалов и оборудования, ввод 4-го энергоблока стал большим производственным успехом не только для балаковских атомщиков, но и для всей атомной отрасли России.

Это стало возможным благодаря усилиям директора, направленным на сохранение профессионального потенциала коллектива станции.

Именно под его руководством Балаковская АЭС вышла на уровень лучших атомных станций мира по уровню безопасной и надежной работы. За это время количество учитываемых нарушений в работе многократно снизилось.



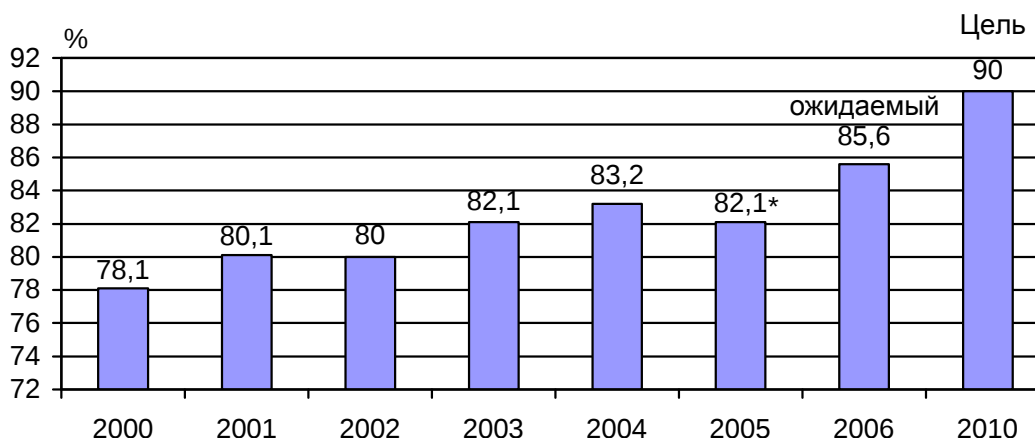
Количество учитываемых нарушений за 1991-2005 гг.

Это достигнуто благодаря кропотливой и планомерной работе по модернизации оборудования, улучшению качества ремонтов, повышению квалификации персонала и совершенствованию эксплуатационных процедур.

Приоритетной задачей Балаковской АЭС является обеспечение ядерной и радиационной безопасности. Вторая, не менее важная задача – обеспечение экономичной и надежной эксплуатации оборудования, повышение эффективности работы энергоблоков. На реализацию этих задач нацелена постоянная работа по модернизации и совершенствованию оборудования, внедрению новых технологий, оптимизация процесса проведения планово-предупредительных ремонтов, повышение эффективности и качества обучения персонала АЭС. Одним из первых значительных усовершенствований стал перевод с аналоговых регуляторов турбинного отделения на цифровые. Благодаря этому значительно сократилось количество отказов и отключений оборудования. Была проведена оптимизация схемы регенерации высокого давления на турбине путем исключения из работы ПВД-5, что дало повышение надежности работы ПВД. Выполнена модернизация проточной части ЦВД турбины, что повысило КПД и коэффициент использования установленной мощности энергоблоков.

В 1999 году Балаковской АЭС одной из первых в отрасли была разработана комплексная программа повышения коэффициента использования установленной мощности энергоблоков, реализация которой позволила достичь значительных результатов (ожидаемый КИУМ по 2006 году – 85,6%).

В рамках этой программы были внедрены системы шарикоочисток конденсаторов турбин и ТПН и самоотмывных фильтров техводы фирмы «Тапрогге» на энергоблоках № 1-4, нанесено защитное покрытие «АРКОР» на трубные доски конденсаторов. Эффект – повышение надежности работы конденсаторов турбин и ТПН из-за снижения эрозионно-коррозионного износа, дополнительная выработка электроэнергии до 100 млн. кВт·ч в год на каждом энергоблоке за счет исключения разгрузок для периодических чисток конденсаторов турбин и ТПН.



*Снижение КИУМ в 2005 г. обусловлено диспетчерскими ограничениями.

Коэффициент использования установленной мощности Балаковской АЭС

Одним из основных направлений повышения КИУМ является оптимизация процесса проведения планово-предупредительных ремонтов. В период с 1993 (год ввода энергоблока 4) до 1999 года средняя продолжительность ремонтной кампании составляла 500-600 суток. В 2005 году продолжительность ремонтной кампании составила 203 суток при примерно том же объеме работ. Главное условие – сокращение времени ППР не должно происходить за счет ухудшения качества ремонтов – выполняется. В 2005 году не было ни одного учитываемого нарушения в работе станции.

Дальнейшими путями повышения КИУМ (и эффективности производства) являются повышение мощности энергоблоков до 104% и внедрение 18-месячных топливных циклов. Балаковская АЭС является «пилотной» станцией по внедрению данных мероприятий.

Их реализация позволит вырабатывать более 31,5 млрд. кВт·ч электроэнергии в год (КИУМ более 90%), сократить затраты на производство электроэнергии за счет проведения двух или трех планово-предупредительных ремонтов в год вместо четырех в настоящее время.

Балаковская АЭС одной из первых российских атомных станций начала активно участвовать в международном научно-техническом сотрудничестве в области мирного использования атомной энергии. Станция плодотворно развивает двусторонние партнерские отношения с АЭС «Библис» (Германия), АЭС «Палюэль» (Франция), АЭС «Тяньвань» (Китай). В модернизации систем и оборудования станции широкое применение находят зарубежные наработки, в частности по линии участия в программах ТАСИС – программы помощи атомным

станциям стран Восточной Европы и СНГ со стороны Европейского сообщества. Одним из результатов такого сотрудничества стал ввод в эксплуатацию в 2002 году уникального для атомной энергетики России центра обработки твердых радиоактивных отходов, построенный и оборудованный в сотрудничестве с немецкой фирмой RWE NUKEM. Ввод в строй центра обработки твердых радиоактивных отходов позволил в комплексе решить проблему радиоактивных отходов на Балаковской АЭС и уменьшить объемы их хранения на станции в несколько раз. В настоящее время реализуется один из самых крупных проектов ТАСИС за всю историю международного сотрудничества Балаковской АЭС, предусматривающий замену информационно-вычислительной системы энергоблоков 1 и 2 на более совершенную.

Подготовка кадров, поддержание и повышение их квалификации обеспечиваются учебно-тренировочным центром Балаковской АЭС – лучшим в отрасли. Он оснащен уникальным оборудованием, в том числе полномасштабным и функционально-аналитическим тренажерами. Фактически он стал международным центром подготовки атомщиков, поскольку здесь проходил обучение персонал АЭС Китая, Ирана и Индии, строящихся по российским проектам. С вводом в 2002 году нового учебного корпуса начались работы по оснащению его новыми техническими средствами обучения и модернизации существующих средств. С 2005 года в обучение персонала АЭС были внедрены восемь новых компьютерных обучающих систем, которые значительно повысили эффективность обучения. В 2005 году для повышения качества подготовки ремонтного персонала АЭС и персонала подрядных организаций оборудовано 10 учебных лабораторий и мастерских. Для обучения перегрузке ядерного топлива имеется тренажер перегрузочной машины, а для практических занятий по ремонту на верхнем блоке реактора имеется тренажер верхнего блока реактора для обучения специалистов-ремонтников разных профессий. В 2006 году началась модернизация полномасштабного тренажера.

Дальнейшее развитие Балаковской атомной станции связано с перспективой возобновления строительства ее второй очереди, включающей энергоблоки 5 и 6 усовершенствованного проекта. 14 сентября 2006 года концерном «Росэнергоатом» получена лицензия на право сооружения энергоблока 5 Балаковской АЭС, а 15 сентября 2006 года «Росатомом» подписан протокол утверждения проекта достройки энергоблока 5. Ввод в строй пятого и шестого энергоблоков благоприятно отразится на росте промышленного производства, обеспечит решение многих задач социально-экономического развития региона. У станции есть необходимый потенциал для дальнейшего развития, а такому высокопрофессиональному коллективу, как на Балаковской АЭС, по плечу самые сложные задачи.

БАЛАКОВСКАЯ АЭС: ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭКОНОМИЧНОСТИ И СИСТЕМНОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

УДК 621.039

П.Л. Ипатов, Е.А. Ларин, В.А. Хрусталев, Ю.В. Чеботаревский

РЕГИОНАЛЬНАЯ СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОЕКТОВ АЭС (НА ПРИМЕРЕ РАСШИРЕНИЯ БАЛАКОВСКОЙ АЭС)

Изложены вопросы методологии анализа региональной эффективности проектов сооружения АЭС. Определены направления повышения эффективности проектов АЭС на примере сооружения второй очереди Балаковской АЭС.

P. Ipatov, E. Larin, V. Khrustalyov, Y. Chebotarevsky

REGIONAL SOCIAL-ECONOMIC EFFECTIVENESS OF NPP PROJECTS (ON EXAMPLES OF BALAKOVO NPP EXPANSION)

Analysis methodology of NPP construction projects regional effectiveness is stated. Main directions of NPP construction projects effectiveness enhancement is defined on example of Balakovo NPP second stage construction.

Важнейшим фактором реализации энергетической политики государства на ближайший период является обеспечение социально-экономического развития регионов на основе достижения консенсуса интересов федеральных и региональных органов власти, предприятий топливно-энергетического комплекса и потребителей с целью обеспечения надежного, безопасного и эффективного энергообеспечения.

Вследствие роста экономического развития страны и опережающего роста энергопотребления в ряде регионов уже в настоящее время обозначен дефицит генерирующих мощностей и энергии. К таким регионам относятся Северо-Западный, Московский, Уральский и Западно-Сибирский. В ближайший период (до 2010 года) энергодефицитными регионами Европейской части станут Центр и Юг России. К 2010 году в Европейской части России с учетом вывода выработавших свой ресурс генерирующих мощностей прогнозируется дефицит мощности в объеме до 16-18 ГВт. К 2020 году прогноз роста электропотребления по федеральным округам составит: Северо-Западному – 32,1%, Центральному – 28,0%, Южному –

26,3% и Приволжскому – 23,2%. При общем объеме прироста мощности по отношению к 2005 году в объеме 38 ГВт прирост базовой нагрузки составит около 18 ГВт (около 48% общего прироста).

Для покрытия прироста нагрузок до 2011 года реален ввод 4 ГВт на АЭС: Курск-5 (2008 г.); Ростов-2 (2009 г.); Калинин-4 (2010 г.); Балаково-5 (2011 г.). В период 2011-2020 годов исходя из требуемого темпа ввода мощностей на АЭС 2 ГВт/год должны быть введены в эксплуатацию Нововоронеж – 2 ГВт, Балаково – 1 ГВт, Курск – 3 ГВт, Калинин – 2 ГВт, Смоленск – 4 ГВт, ЛАЭС – 4 ГВт, Ростов – 2 ГВт и Башкирия – 2 ГВт.

Покрывание прироста нагрузок в Центральном ФО (в 2010 году прирост составит 2 ГВт, в 2015 году 12 ГВт и в 2020 году 19 ГВт) и Приволжском ФО (прирост на 2010 год составит 1,5 ГВт, на 2015 год – 7,5 ГВт и на 2020 год – 15 ГВт) может быть осуществлено за счет:

воспроизводства и развития генерирующих мощностей органической энергетики в объеме до 6-8 ГВт на базе парогазовых технологий (количество энергоблоков ПГУ до 20 шт.) с соответствующим ростом объемов потребления природного газа в количестве около 12,5 млрд. м³;

развития мощностей атомной энергетики в объеме 10 ГВт, в том числе: до 2016 года – Ростов – 2; Балаково – 5, 6; Нововоронеж – 6, 7; Курск – 5, 6, 7, 8; Калинин – 4, 5; Смоленск – 1, 2 (всего 12 ГВт); до 2020 года – Смоленск – 3, 4; Курск – 7, 8; Ростов – 3, 4 (всего 6 ГВт).

Прогноз перспективного энергобаланса в Саратовской области. Темпы социально-экономического развития Саратовской области за 2001-2005 годы сохраняют стабильный уровень. Валовой региональный продукт в 2004 году составил 159,7 млрд. рублей с годовым темпом роста 108,7% в сопоставимых ценах. Объем промышленной продукции в 2004 году составил 98,9 млрд. рублей. Индекс промышленного производства составил 109,5 процента по сравнению с 2003 годом. В отраслевой структуре промышленности ведущее место занимает топливно-энергетический комплекс, составляя 45,8 процента. В табл. 1 приведены основные показатели ТЭК Саратовской области.

Таблица 1

Основные показатели ТЭК Саратовской области

Показатели	Годы			
	2001	2002	2003	2004
Валовой региональный продукт, млрд. рублей	90,4	104,7	132,8	159,7
в процентах к предыдущему году	103,2	105,3	107,7	108,7
Производство электроэнергии, млн. кВт·ч	38723,0	38992,0	39916,1	41130,3
Производство тепловой энергии, тыс. Гкал	13451,3	14103,9	14251,9	13172,9
Добыча природного газа, млн. м ³	505,0	564,9	547,2	545,2
Добыча нефти, тыс. т	1458,4	1580,0	1891,7	1710,2
Потребление электроэнергии всего, млн. кВт·ч	8548,5	8553,9	9487,7	8866,1
Потребление тепловой энергии всего, тыс. Гкал	12309,5	12842,3	12697,5	11667,7
Потребление природного газа, млн. м ³	6376,7	6368,2	6961,6	6637,4

Общее потребление топливно-энергетических ресурсов во всех секторах экономики в 2005 году составило 10,6 млн. т у.т. Структура потребления ТЭР приведена на рис. 1.

Топливный баланс области характеризуется возрастающей долей природного газа, достигшей 74,6%. Доля собственных первичных энергоресурсов области в общем топливопотреблении составляет 15,4%. Уровень удельного топливопотребления в области в 2005 году составил 4,35 т у.т. на одного жителя при среднероссийском потреблении 6,05 т у.т. Потребление электрической энергии в области в 2005 году составило 3538 кВт·ч на одного жителя при среднероссийском уровне электропотребления 5410 кВт·ч. Доля затрат на топливно-энергетические ресур-

сы при производстве промышленной продукции составляет 13,9-14,9%, в том числе доля топлива составляет 6,2-6,5%, а электрической и тепловой энергии - 7,6-7,8%. За период с 2001 по 2004 год энергоёмкость валового регионального продукта Саратовской области (в ценах 2001 года) снизилась на 19,5 процента и составила в 2005 году 0,095 т у.т./1000 рублей ВРП, а энергоёмкость в промышленности только на 5,5%. Главными причинами неравномерного снижения энергоёмкости является структура ВРП (низка доля высокотехнологичного промышленного производства) и структура промышленного производства (преобладание энергоемких отраслей). Электроёмкость ВРП за период с 2001 по 2005 год снизилась до 79,6 кВт·ч/1000 рублей ВРП в ценах 2001 года. Удельная стоимость потребленных ТЭР на единицу ВРП в текущих ценах за указанный период возросла на 17,6%.

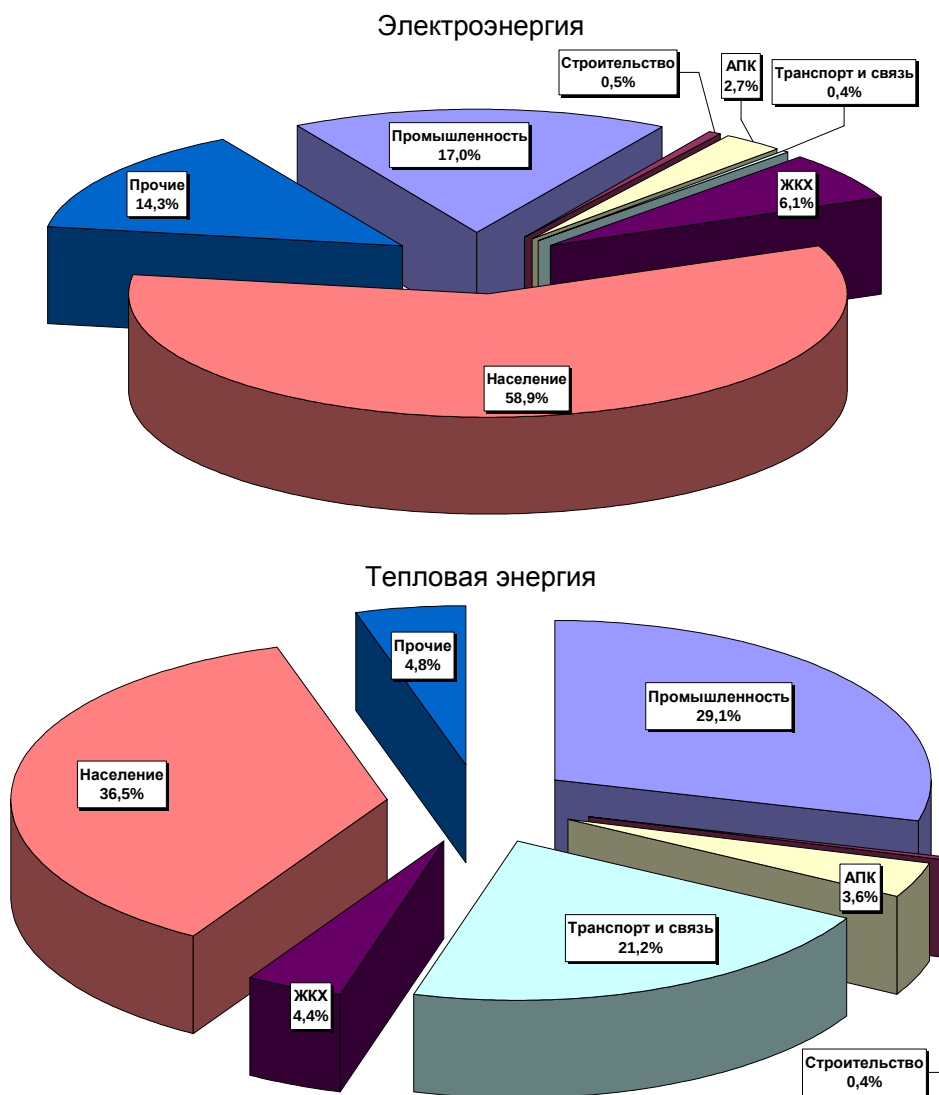


Рис. 1. Структура потребления энергетических ресурсов

Выполнение задачи удвоения валового регионального продукта до 2010 года невозможно при сохранении на перспективу имеющегося уровня удельной энергоёмкости и существующих темпов ее изменения. Требуемый годовой рост ВРП в 7-8% необходимо на 35-40% обеспечивать за счет снижения удельной энергоёмкости реального сектора экономики.

Структура генерирующих мощностей на территории области следующая: установленная мощность ТЭЦ 1,5 ГВт, Саратовской ГЭС – 1,37 ГВт и Балаковской АЭС – 4,0 ГВт. С учетом перевода существующих ТЭЦ в режим выработки теплофикационной мощности, вывода из эксплуатации выработавшего ресурса агрегатов ТЭЦ в объеме 0,5 ГВт, ввода в эксплуатацию теплофикационных газотурбинных станций в объеме 0,1 ГВт, прогнозный прирост нагрузки составит на 2010 год 0,5 ГВт и на 2020 год более 1 ГВт. Покрытие указанного прироста нагрузки путем строительства ТЭС на органическом топливе потребует дополнительно около 1,5 млрд. м³ природного газа. При росте его стоимости это приведет к росту затрат экономики области на энергообеспечение. Экономия природного газа и диверсификация топливного баланса области являются важнейшими факторами экономического развития.

В Саратовской области сложились условия для формирования новых рынков энергоиспользования путем реализации проектов крупномасштабной экономии природного газа на базе атомной энергии. Среди них:

- перевод системы транспорта и подземного хранения природного газа на использование электропривода компрессорных станций. В связи с достигнутым соглашением об увеличении к 2020 году поставок газа до 230 млн. м³ в сутки из Туркмении и расширением использования электропривода рост общего потребления электроэнергии электроприводными ГПА достигнет 2 млрд. кВт·ч в базовой части графика электрических нагрузок. Суммарная экономия топливного газа только по системе транспорта ООО «Югтрансгаз» может составить около 650 млн. м³ газа в год;

- перевод системы теплоснабжения г. Балакова на использование отборного пара турбин Балаковской АЭС. Отпуск от АЭС тепловой энергии в объеме 400 МВт для покрытия тепловых нагрузок г. Балакова (примерно 50% общей тепловой нагрузки) позволит вытеснить из топливного баланса около 200 млн. м³ природного газа.

Таким образом, за счет расширения рынков сбыта электрической мощности и энергии Балаковской АЭС на территории области прирост нагрузки оценивается в 0,5-1,0 ГВт.

Оценка готовности к началу строительства V энергоблока Балаковской АЭС. Проектные материалы технически, экономически и экологически обоснованы. На проект получены положительные заключения общественной и государственной экологической экспертизы и согласованы в соответствии с правилами и нормативными требованиями. Строительные работы выполнены на 60%. В области и на площадке имеются основные производственные и строительные мощности и кадры для выполнения строительно-монтажных работ, наладки и ввода в эксплуатацию; потенциал региональной промышленности для обеспечения основных стройматериалов, строительных и металлических конструкций, части технологического (вспомогательного) оборудования; наличие определяющих условий для реализации с 2007 года поточного (ускоренного) строительного процесса одновременно на двух энергоблоках за период около 40 месяцев и ввода блоков 5 и 6 соответственно в 2011 и 2012 годах.

Региональная эффективность проекта расширения Балаковской АЭС. В основу методологии оценки региональной эффективности проектов АЭС положены [1]:

- сочетание государственных и региональных экономических, социальных, экологических и других интересов, сбалансированное с учетом особенностей развития региона строительства АЭС;

- обеспечение условий достижения максимальной эффективности проектов АЭС путем реструктуризации рынков потребления и генерации электрической энергии и мощности, совершенствования структуры промышленного производства и экономического развития региона, использования интеллектуального и кадрового потенциала и трудовых ресурсов.

В настоящее время формирование единого обобщенного критерия региональной эффективности реализации инвестиционных проектов АЭС не представляется возможным. Важнейшим условием приемлемости сооружения АЭС в соответствии с общепризнанными мировыми тенденциями является обеспечение установленных норм радиационной и экологической безопасности в рамках приемлемого социального риска.



Рис. 2. Схема оценки региональной эффективности инвестиционного проекта расширения Балаковской АЭС

На рис. 2 представлена структура основных значимых факторов (IV, V, VI относятся к числу прямо влияющих, I, II, III – косвенно влияющих факторов), которые необходимо учитывать при оценке региональной эффективности АЭС. Анализ проектных характеристик расширения Балаковской АЭС (фактор I) показывает, что ряд составляющих являются рискообразующими и экологозначимыми (1.1, 1.2, 1.5, 1.7), а ряд влияют на системную эффективность (1.3, 1.4, 1.6). Кроме того, они влияют на формирование показателей фактора III, которые в значительной мере определяют финансовые результаты региональной эффективности (VI). Все факторы, отраженные на схеме, участвуют в формировании сводных показателей региональной эффективности и требуют научного анализа. Разработанные методические положения использованы для оценки региональной эффективности сооружения и эксплуатации II очереди Балаковской АЭС. Результаты расчета сводных показателей региональной эффективности приведены в табл. 2.

Таблица 2

**Сводные показатели региональной эффективности сооружения
и эксплуатации II очереди Балаковской АЭС**

Показатели	Единица измерения	Значение
Электрическая мощность на клеммах генераторов	МВт	2086,0
Годовой отпуск электроэнергии с шин	млн. кВт·ч	14188,0
Годовой отпуск тепловой энергии	тыс. Гкал	1914,0
Общий объем инвестиций	млн. руб.	58000,0
Этап строительства II очереди Балаковской АЭС		
Объем работ, выполненных предприятиями строительного комплекса области	млн. руб.	1200,0
Объем работ, выполненных предприятиями энергомашиностроительного комплекса области	млн. руб.	600,0
Объем работ, выполненных строительно-монтажными предприятиями области	млн. руб.	18800
Среднегодовая численность строительно-производственного персонала	чел.	5000
Общие налоговые доходы консолидированного областного бюджета	млн. руб.	758,9
в том числе Балаковского МО	млн. руб.	263,7
Этап эксплуатации II очереди Балаковской АЭС		
Объем реализованной продукции	млн. руб.	2978
Численность эксплуатационного персонала	чел.	1110
Годовые налоговые доходы консолидированного областного бюджета	млн. руб.	1340,8
в том числе Балаковского МО	млн. руб.	562,4
Развитие социальной сферы		
Объем инвестиций в развитие социальной сферы	млн. руб.	5860
Строительство жилья	тыс. м ²	100,0
Повышение уровня оплаты труда	%	7,9
Создание рабочих мест для членов семей работников АЭС		1000
Предотвращение вредных выбросов в атмосферу в пересчете на окислы азота	т	560
Подготовка кадров	чел./год	200
Повышение качества жизни – суммарное увеличение продолжительности жизни населения области	чел.·лет	12000
Сдерживание роста тарифов на тепловую энергию в г. Балаково	млн. руб./год	160,0

Общие инвестиции на развитие социальной сферы составят 200 млн. долл. Использование тепловой энергии для теплоснабжения г. Балакова обеспечит стабилизацию тарифов на тепловую энергию. Налоговые доходы консолидированного областного бюджета за период строительства составят 758,9 млн. руб. (в ценах 2004 года). Годовые налоговые доходы консолидированного областного бюджета на этапе эксплуатации второй очереди Балаковской АЭС составят 1340,8 млн. руб. (в ценах 2004 года).

ЛИТЕРАТУРА

1. Региональная эффективность проектов АЭС / под общ. ред. П.Л. Ипатов. М.: Энергоатомиздат, 2005. 228 с.

Ипатов Павел Леонидович –

кандидат технических наук,

Губернатор, председатель правительства Саратовской области

Ларин Евгений Александрович –

кандидат технических наук, профессор кафедры «Теплоэнергетика»

Саратовского государственного технического университета

Хрусталева Владимир Александрович –

доктор технических наук, профессор кафедры «Тепловые электрические станции»

Саратовского государственного технического университета

Чеботаревский Юрий Викторович –

доктор технических наук, профессор, ректор

Саратовского государственного технического университета

Поступила в редакцию 29 августа 2006 г.

Принята к публикации 29 сентября 2006 г.

УДК 621.039.5

П.Л. Ипатов, В.И. Игнатов

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПОВЫШЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ АЭС С ВВЭР-1000 УПРАВЛЕНИЕМ ЗАПРОЕКТНЫМИ АВАРИЯМИ

Изложены основные методологические положения и теоретические основы повышения безопасности АЭС управлением запроектными авариями.

P. Ipatov, V. Ignatov

EFFECTIVENESS ENHANCEMENT OF VVER-1000 NPP OPERATIONAL SAFETY THROUGH BEYOND-DESIGN ACCIDENTS MANAGEMENT

Main methodological provisions and theoretical basis of NPP safety enhancement through beyond-design accident management are stated.

АЭС с ВВЭР-1000 занимают ведущее место в программе развития атомной энергетики России до 2025 г. Физическая и общая проектная концепция реакторов этого типа, обладая важным свойством внутренне присущей безопасности, позволяет во многих случаях саморегулировать начавшиеся аварийные процессы в активной зоне, а под дополнительным контролем развитых систем регулирования и безопасности избегать развития запроектных аварий.

Анализ отечественной практики и зарубежного опыта эксплуатации АЭС с аналогичным типом реакторов PWR (Вестингауз, США) указывает на необходимость обоснования эффективных путей дальнейшего роста готовности энергоблоков этого типа к запроектным и тяжелым авариям, к ликвидации условий для их развития, локализации и смягчению последствий аварий, а также на целесообразность регламентирования в инструкциях действий оперативного персонала, исходя не из аварийного «события», а из фактического состояния реактора и энергоблока на основе признаков или симптомов, характеризующих это состояние. При этом удастся избежать необходимости разработки бесчисленного ряда инструкций и детерминированных сценариев развития аварий и соответствующих управляющих действий, заменив их процедурами восстановления критических функций безопасности (КФБ), число которых ограничено.

При запроектных авариях, когда предусмотренные проектом штатные системы безопасности не в состоянии обеспечить безопасное протекание аварийных процессов, необходимо минимизировать ожидаемый суммарный системный ущерб. Эта цель достигается превентивными мероприятиями технического и организационно-управленческого характера. Среди них повышение надежности охлаждения активной зоны и парогенераторов при полном обесточивании АЭС (технические мероприятия) и симптомно-ориентированные управляющие действия по восстановлению КФБ (управленческое мероприятие). В основу оценки системной эффективности мероприятий по повышению аварийной готовности АЭС в условиях управления запроектными авариями положен критерий минимизации отношения затрат на реализацию мероприятий и дополнительного интегрального предотвращаемого риска.

На рис. 1 показаны вклады группы исходных событий в частоту плавления активной зоны (ПАЗ).

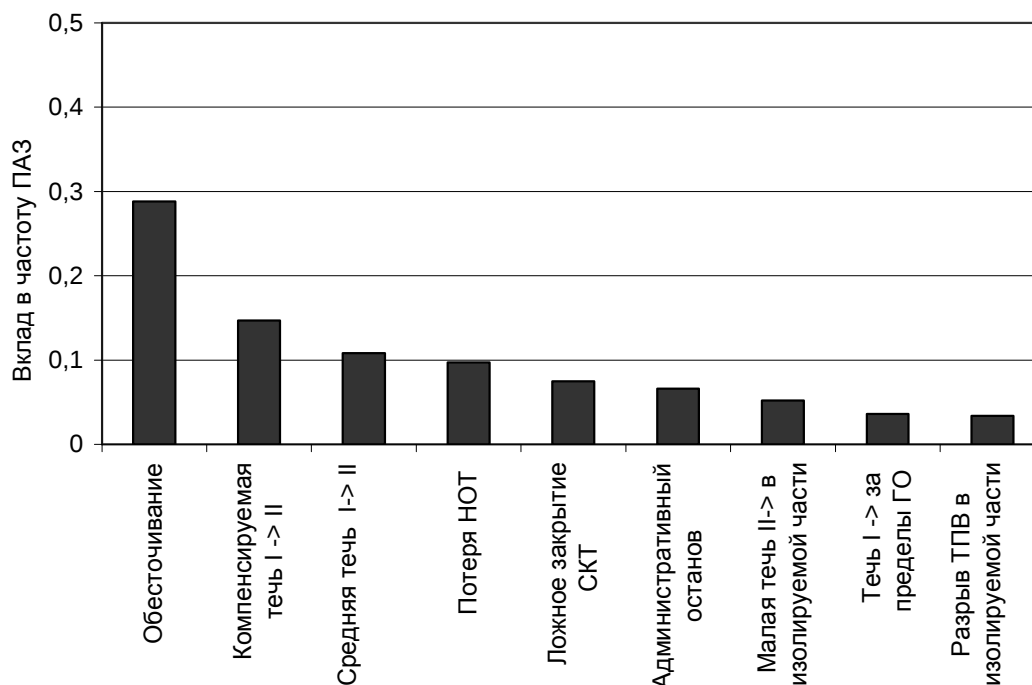


Рис. 1. Частичные вклады групп исходных событий в частоту ПАЗ

Формализация учёта социального ущерба при авариях базируется на п.2.7 НРБ-99 (нормы радиационной безопасности), разработках в России и за рубежом по цене спасения жизни (ЦСЖ), стоимости среднестатистической жизни (ССЖ) и другим показателям, применяемым в программах МЧС, Минатома, Совета безопасности РФ, МАГАТЭ и др., и использует коэффициенты риска, градированные по годовой дозе 200 мЗв/год персонала и населения (больше, меньше, равно). Для оценки отдаленных последствий применено дисконтирование. Оценки потенциального риска для случаев тяжелой аварии с ПАЗ показали, что снижение частоты $\lambda_{ПАЗ}$ на 20% уменьшает составляющую социального риска незначительно – на 12-36 долл. США/год для принятого диапазона коллективной дозы 100-300 чел·Зв при $\lambda_{ПАЗ}=10^{-5}$ реакт·год⁻¹ на 480-1440 долл. США/год при коллективной дозе 400-1200 чел·Зв и $\lambda_{ПАЗ}=10^{-4}$ реакт·год⁻¹.

Для оценки интегрального ущерба требуется изучение влияния на него других составляющих. Например, консервативно полагается, что в результате аварии с ПАЗ энергоблок переходит в состояние восстановления на срок до 1,5-2 лет, либо досрочно прекращается его эксплуатация. При этом возникают, кроме ремонтных, дополнительные системные издержки в компенсирующую выработку на замещаемых электростанциях с более низкой эффективностью при недостаточном резерве мощностей.

При относительной малозатратности организационных решений по обеспечению безопасности, например выработка и контроль требований к эксплуатационному персоналу Балаковской АЭС, организация противоаварийных цеховых и общестанционных тренировок с использованием общетренажерной подготовки, а также функционально-аналитического тренажера, позволили резко снизить количество внеплановых остановов по вине персонала и стабилизировать его, начиная с 1994 г. на предельно низком уровне.

Высококачественный противоаварийный тренинг, воспитание приверженности требованиям культуры безопасности, научно обоснованные периодичности переподготовки и контроля знаний, внедрение лучшего мирового опыта эксплуатации сочетаются с активной деятельностью лаборатории психофизиологического обеспечения персонала и системы медицинского обеспечения.

Предложен критерий оценки эффективности мероприятий по повышению безопасности по соотношению приведенных затрат в их реализацию $Z_m^{прив}$ и дополнительно предотвращаемого годового ущерба $\Delta Y_{год}$

$$K_{эф}^м = \frac{Z_m^{прив}}{\Delta Y_{год}} = \frac{Z_m^{прив}}{\left(\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m Y_j \lambda_i P_i - \sum_{i=1}^{n^*} \sum_{j=1}^{m^*} Y_j^* \lambda_i^* P_i^* \right)}. \quad (1)$$

Индексом (*) помечены значения величин $Y_j^* \lambda_i^* P_i^*$ после реализации мероприятий: частота каждой из n аварий типа i , имеющей вклад P_i (нормирован на 100%) в аварию с ПАЗ, Y_j – ожидаемый полный системный ущерб от аварии с ПАЗ по каждому j -му из m слагаемых.

Обоснованы и формализованы все основные затратные составляющие знаменателя формулы (1) – ремонтная, резервная, системная, социальная:

$$\Delta Y_{год} = \Delta Z_{рем} + \Delta Z_{рез} + \Delta Z_{сист} + \Delta Z_{соц}.$$

Системные затраты состоят из 2 слагаемых: 1) потерь у потребителя из-за недополученной при снижении частоты мощности и снижения качества продукции; 2) перерасхода топлива на всех установках в системе из-за снижения КПД при нерасчетной частоте вращения роторов турбины и механизмов СН. Затраты на ремонтно-восстановительные работы оценивались укрупненно, с использованием неполной базы данных по тяжелым (запроектным) авариям, имевшим место на АЭС с корпусными водо-водяными реакторами. При оценке изменения затрат в потребный резерв в условиях поддержания в системе заданного индекса надежности электроснабжения ($F=0,996-0,999$) консервативно принято, что имеющийся резерв недостаточен, функционирует до времени завершения ремонта и повторного пуска блока при сниженной частоте, либо индексе надежности F .

Результаты расчетов указанных составляющих (рис. 2) показывают, что суммарное снижение риска от проведенных мероприятий составляет при $\Delta\lambda_{ПАЗ}$ (снижение ЧПАЗ на $(2,0-2,4) \cdot 10^{-5}$ реакт·год⁻¹ 460-600 тыс. руб./год). Из них наибольшее значение имеет снижение потерь у потребителя ΔY_{fn} .

Составляющая $\Delta Y_{эк}$ может быть связана с ограничивающими развитие АЭС в России решениями.

Рассмотрены схемные решения по повышению надежности охлаждения активной зоны, выбраны наилучшие варианты повышения надежности охлаждения парогенераторов энергоблоков Балаковской АЭС в условиях обесточивания АЭС, проанализированы и учтены результаты исследований по течам из первого контура во второй как экспериментальных, так и из практики противоаварийного управления, и проведена вероятностная оценка безопасности АЭС при ее обесточивании и нарушении связи с системой.

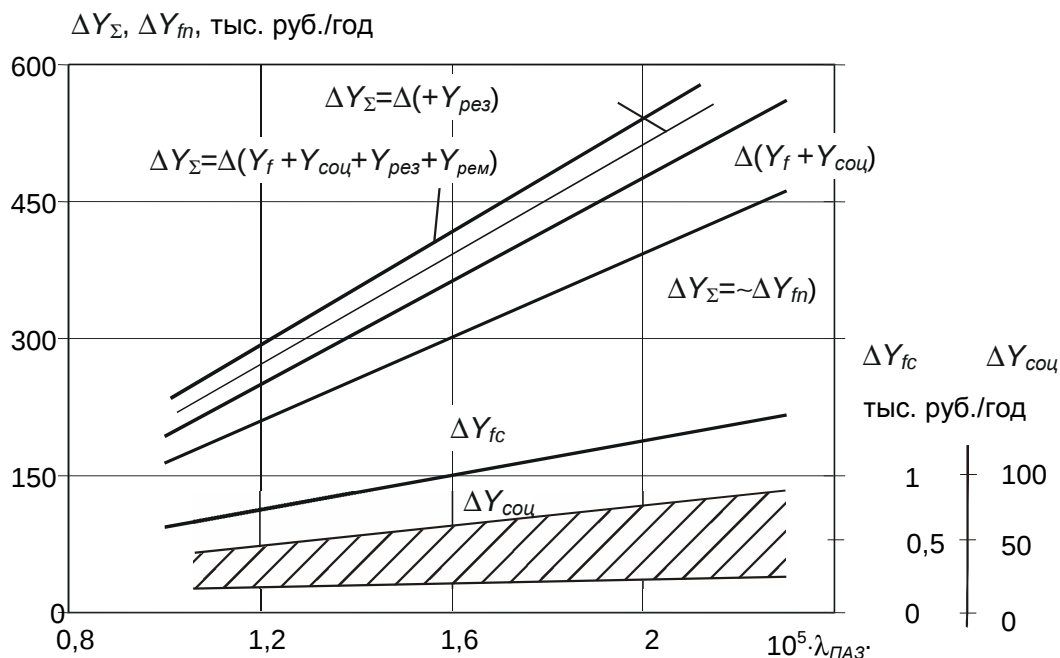


Рис. 2. Уменьшение риска годового ущерба от падения частоты в сети в результате мер по снижению повторяемости аварий с ПАЗ

Наилучшие решения по дополнительному резервированию систем электроснабжения собственных нужд: дополнительный передвижной дизель-генератор для использования на разных блоках станции; создание прямых связей на генераторном напряжении с соседней тепловой либо гидравлической станцией; подача напряжения на шины аварийного питания 6 кВ от дизель-генератора только соседних (или всех других) энергоблоков (рис. 3).

Резервирование 1 канала безопасности в условиях обесточивания только 1 энергоблока приводит к снижению частоты ПАЗ по этой причине в 2,2 раза, а при обесточивании всех 4 энергоблоков — в 3,9 раза.

Проанализированы в условиях Балаковской АЭС следующие режимы предотвращения последствия выкипания теплоносителя в первом контуре: открытие линии аварийного газоудаления; открытие системы аварийного газоудаления и перевод всех БРУ-А в режим расхолаживания; то же, с обеспечением питания парогенераторов от резервного источника при повышенном давлении в ПГ (3,6 МПа); то же — после снижения давления пара в ПГ.

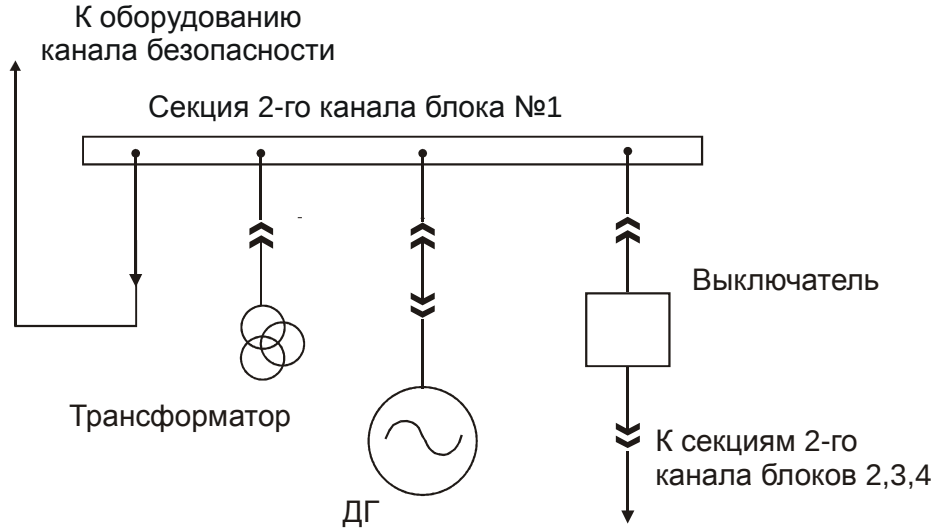


Рис. 3. Схема подачи напряжения на секцию собственных нужд 6 кВ резервного питания дизель-генераторов (ДГ) 2 канала безопасности каждого из 4 энергоблоков АЭС

Обоснована эффективность процедуры «подпитка – сброс» по первому контуру с использованием насосов САОЗ ВД для подпитки, предохранительного клапана компенсатора давления (ПК КД) и системы аварийного газоудаления для сброса теплоносителя из первого контура при аварии на 1-3 блоках Балаковской АЭС и невозможность этой процедуры для блока 4 в связи с тем, что ПК КД этого блока не может быть открыт операторами при пониженном давлении. Для 4 блока необходимы подпитка ПГ и подача в них воды аварийным питательным насосом с моторным приводом.

Проведена вероятностная оценка безопасности АЭС при её обесточивании и нарушении связи с системой по производству вероятности отказа $P_{(t=t_0)}$ функционирования аварийных собственных нужд в момент времени $t=t_0$ и восстановления этих функций на интервале времени $t>t_0$: $P = P_{(t=t_0)} \cdot P_{(t>t_0)}$. На рис. 4 приведены графы состояния при обесточивании АЭС. Здесь λ_{12} характеризует эффективность (частоту) нарушения связей с энергосистемой. Вероятность успешного пуска канала – это произведение вероятностей включения резервного источника $P_{\text{дз}}$ и выполнения рабочих функций P_j каждым из ответственных исполнительных элементов канала. С учетом дополнительного резервирования $P_{\text{дон}}$

$$P_i = [1 - (1 - P_{\text{дз}}) \cdot (1 - P_{\text{дон}})] \prod_{j=1}^I P_j.$$

Сооружение дополнительной связи с соседней электростанцией с вероятностью включения 0,999 почти в два раза снижает вероятность обесточивания собственных нужд.

При условии безопасного прохождения режимов охлаждения активной зоны реактора $t_0 < t < t_{kp}$ решением графов на рис. 4 получены условия наступления повреждения активной зоны (с $1,12 \cdot 10^{-4}$ год $^{-1}$ до $5,5 \cdot 10^{-5}$ год $^{-1}$).

$$\begin{aligned} P_{3(t=t_{kp})} &= \frac{\lambda_{1-23}}{\rho} + \frac{\mu_{31} + \mu_{32}}{\rho} \cdot \exp(-\rho \cdot t_{kp}); \\ P_{1(t=t_{kp})} &= \frac{\mu_{31} + \mu_{32}}{\rho} \cdot (1 - \exp(-\rho \cdot t_{kp})); \\ \rho &= \lambda_{1-23} + \mu_{31} + \mu_{32}. \end{aligned} \quad (2)$$

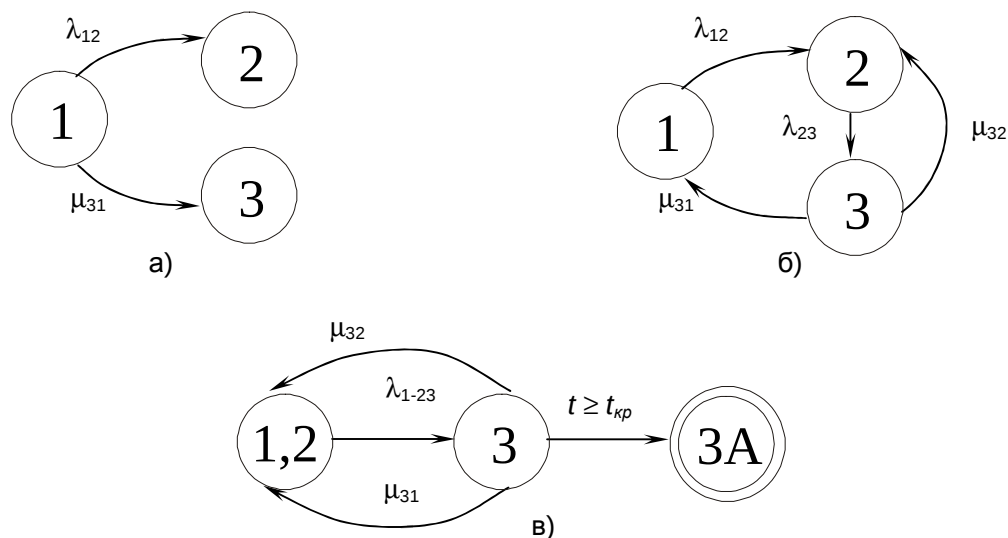


Рис. 4. Состояние при обесточивании АЭС в момент $t = t_0$ (а), при $t > t_0$ (б), усеченные состояния (в): 1 – отсутствие нарушений связи с системой; 2 – связь с системой прервана, выполнение функций одним из резервных каналов; 3 – отсутствие функционирования собственных нужд. 3А – запроектная авария

Для принятых условий получены текущие вероятности обесточивания, начиная с момента времени t_0 . Результаты расчетов указывают на существенные резервы роста безопасности АЭС по условиям повышения надежности электроснабжения собственных нужд.

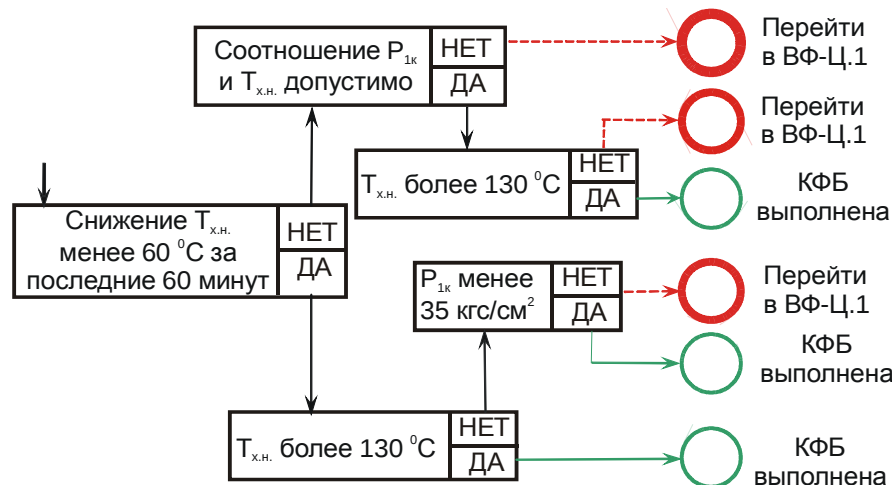
При прогнозируемом множестве вариантов протекания 3А не представляется возможным использование так называемого событийного подхода для организации управления 3А, целью которого является изменение хода аварии и прекращение ее развития на основе знания исходного события и особенностей протекания аварийного процесса. Более эффективным является симптомно-ориентированный метод управления 3А, основной задачей которого является сохранение барьеров распространения активности, предотвращение тяжелого повреждения или расплавления АЗ. Цели управления 3А сводятся к следующему: обеспечение подкритичности реактора; обеспечение надежного теплоотвода от АЗ; расхолаживание РУ в процессе аварии, а также после стабилизации параметров в послеаварийном состоянии; обеспечение целостности системы первого контура; обеспечение целостности и герметичности оболочки РУ для сведения к минимуму радиологических последствий и удержания радиоактивных продуктов в установленных границах и количествах; обеспечение работоспособности минимального количества оборудования, необходимого для управления 3А, и необходимого запаса рабочих сред в первом и втором контурах.

Разработан подход к управлению авариями на стадиях предотвращения и смягчения последствий плавления активной зоны, приведены и обоснованы основные положения симптомно-ориентированного метода управления запроектными авариями, проведены обоснование и анализ процедур по предотвращению и смягчению последствий расплавления АЗ и обоснованы средства измерений и уставок для входа в системно-ориентированные процедуры управления 3А. Процедуры восстановления критических функций безопасности (КФБ) основаны на анализе деревьев состояний и имеют своей главной задачей доведение этих функций до удовлетворительного состояния (на рис. 5 показаны КФБ-04 (целостность первого контура) и 05 (герметичность ограждения)).

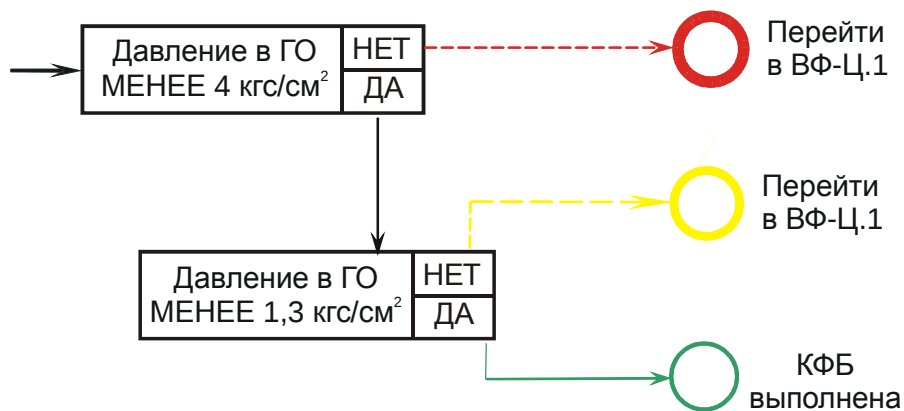
Эффективность стратегий по управлению запроектными авариями на уровне предотвращения расплавления АЗ определялась расчетным анализом аварий: малая течь с отказами САОЗ ВД и НД, полная потеря питательной воды, полное обесточивание, течь из первого контура во

второй через отверстие диаметром 100 мм. Для анализа и обоснования процедур по смягчению последствий расплавления АЗ выделены сценарии: потеря целостности первого контура и трубок ПГ. Угроза повреждения корпуса реактора при высоком давлении, угроза взрывоопасности водорода, охлаждаемость расплава, долговременная переопрессовка контейнмента.

Обоснованы управляющие воздействия для двенадцати ЗА, десять из которых являются базовыми, а две дополнительные аварии – большая течь с отказом на 20 минут в работе САОЗ и длительное обесточивание АЭС, вызванное максимальным расчетным землетрясением, с незапуском трех дизелей систем безопасности. Проведены исследования и даны рекомендации по модификации ряда систем измерения важнейших параметров и характеристик, контроль которых при авариях необходим и требует расширения диапазона (температура теплоносителя активной зоны, уровень радиации, концентрация водорода, давление и температура внутри контейнмента и др.). Рассмотрены две группы уставок: для входа в процедуры восстановления КФБ и в процедуры управления тяжелыми авариями. Разработка уставок первой группы выполнена на основе анализа соответствующих уставок в деревьях состояний ряда АЭС США с PWR. Уставки второй группы разработаны на основе анализа рекомендаций фирмы «Вестингауз» с учетом реального оборудования условий Балаковской АЭС. Разработан и внедрен дополнительный метод контроля за теплоотводом из активной



а



б

Рис. 5. Деревья состояний КФБ: а – «целостность первого контура» (Ф-04); б – «целостность герметичного ограждения» (Ф-05)

зоны по обратному балансу в режиме текущего времени. Файлы исходных данных, используемые в программе, могут создаваться и изменяться измерительным комплексом.

Проведена оценка оперативной эффективности внедрения симптомно-ориентированного метода управления ЗА, показано влияние предлагаемых мер и решений на предотвращаемый ущерб и потребный резерв мощности в энергосистеме.

Обоснование предпочтительности симптомно-ориентированного метода управления ЗА выполнено логическим сопоставлением недостатков и преимуществ в сравнении с событийным методом. Кроме того, оперативными экспериментами на полномасштабном тренажере на примере аварийной организации режима «сброс – подпитка» установлено новое значение вероятности ошибки персонала – $1,02 \cdot 10^{-3}$. С учетом оценки чувствительности и вклада этого фактора частота повреждения активной зоны с $8,3 \cdot 10^{-5}$ реакт-год $^{-1}$ снижается до $7,3 \cdot 10^{-5}$ или на ~20%.

При учете предотвращаемого ущерба целесообразно оценивать возможные финансовые последствия тяжелых аварий, связанных с различными запретительными реакциями властей (полный – М или частичный мораторий – ЧМ, строгие ограничения – СО, без ограничений – БО) на дальнейшее после аварии развитие атомной энергетики. Рассмотрена возможная реакция властей на аварию с ПАЗ в России: $P(M)=0,15$; $P(ЧМ-СО)=0,65$; $P(БО)=0,2$ при одновременном учете недополучаемых валютных поступлений для стратегии развития энергетического баланса с замещением газа за счет АЭС и ТЭС на угле. Подобный подход поднимает оценку эффективности мер повышения безопасности, противоаварийной готовности российских АЭС с ВВЭР-1000. За счет мероприятий, рассмотренных в данной работе, реализованных на Балаковской АЭС, снижено значение $\lambda_{паз}^{баз}$ с $0,83 \cdot 10^{-4}$ до $0,6 \cdot 10^{-4}$ реакт-год $^{-1}$, что снижает финансовый риск для российской экономики на 50 млн. долларов США в год.

Рассмотрено также влияние указанных мер повышения безопасности на изменение потребного резерва мощности и снижение риска ущерба в отдельной энергосистеме. Для оценки величины резерва в энергосистеме использован метод эквивалентирования разнородной энергосистемы в однородную, состоящую из n_{Σ} установок мощностью N_{Σ} и аварийностью q_{Σ} при условии заданной надежности электроснабжения потребителей (индекс надежности F задан). Расчеты показывают, что снижение частоты аварий с ПАЗ в результате названных выше мероприятий снижает годовой риск ущерба от длительного снижения надежности электроснабжения в регионе на 3,5-4,0 тыс. долл. в год. В совокупности с другими составляющими снижение риска ущерба это составляет до 550-600 тыс. рублей в год. Это существенно меньше потерь от возможного частичного или полного свертывания программы развития атомной энергетики России из-за допущения тяжёлой аварии АЭС. Эффективность мероприятий по повышению безопасности АЭС по соотношению затрат в их реализацию и предотвращаемого при этом риска годового ущерба приведена в таблице.

Эффективность мер повышения безопасности при управлении ЗА

Мероприятия	Затраты ($З_M$) и снижение риска ущерба (ΔY_{Σ}) в млн. руб.	Снижение $\lambda_{ПАЗ}$ реакт.год $^{-1}$
1. Соединение электрических секций каналов безопасности энергоблоков	2,5 - 3,5 ($З_M$) 6,8 - 7,7 (ΔY_{Σ}) $K_{эф} \approx 0,41$	$0,8 \cdot 10^{-5}$
2. Разработка мероприятий по симптомному управлению при авариях	5,5 - 7,0 ($З_M$) 8,8 - 9,6 (ΔY_{Σ}) $K_{эф} \approx 0,68$	$1,0 \cdot 10^{-5}$
3. Передвижная моторная станция аварийной подачи воды	70 - 90 ($З_M$) 4,1 - 4,8 (ΔY_{Σ}) $K_{эф} \approx 18$ для 1 блока $K_{эф} \approx 3$ для 6-ти блоков	$0,5 \cdot 10^{-5}$

Выводы

1. Разработана методика расчета системной эффективности снижения риска тяжелых аварий (на примере аварий с плавлением активной зоны – ПАЗ) на основе оценки организационных решений по обеспечению безопасности, а также расчета и анализа снижения составляющих риска по затратам в ремонт и восстановление, резерв, социального ущерба и потерь из-за снижения частоты в системе.

Предложено и обосновано применение критерия отношения дисконтированных затрат на реализацию мероприятий по повышению безопасности к дополнительно предотвращенному ущербу. Показано, что годовая приведенная эффективность ряда мер, ведущих к повышению безопасности отдельных систем или снижению частоты их отказов, должна оцениваться с учетом вклада их в частоту рассматриваемой запроектной аварии с плавлением активной зоны.

2. Обоснованы мероприятия по предотвращению и смягчению последствий запроектных аварий на АЭС с ВВЭР-1000 путем вероятностного и детерминистического анализа и на основе современного опыта эксплуатации Балаковской АЭС. Предложены решения по дополнительным источникам резервирования питания каналов безопасности:

- установка дополнительного передвижного дизель-генератора для возможного использования на разных блоках станции;
- прямые связи на генераторном напряжении с соседними существующими энергоисточниками;
- перекрестное питание 6 кВ собственных нужд энергоблоков по полной или частичной схеме одного или двух (трех) каналов безопасности.

Указанные решения позволяют снизить частоту нарушения питания СН дополнительно на величину $0,57 \cdot 10^{-4}$ реакт./год⁻¹, что составляет ~50% от базового значения. С учетом вклада этого фактора частота аварий с плавлением активной зоны снижается на $0,8 \cdot 10^{-5}$ реакт./год⁻¹.

3. Для повышения надежности систем охлаждения парогенераторов в условиях обесточивания АЭС научно и технически обоснована целесообразность использования в случае потери питательной воды процедуры подпитки (насосы САОЗ ВД) со сбросом теплоносителя 1 контура через систему аварийного газоудаления на блоках 1-3 Балаковской АЭС.

Для блока 4 предложено эффективное решение по возобновлению подпитки парогенераторов в течение 2 часов с момента начала аварии с помощью дополнительных внешних средств – передвижной высоконапорной станции подачи воды в парогенераторы. При полном обесточивании эти средства рекомендованы для расхолаживания I контура всех блоков. Это позволяет снизить частоту запроектных аварий на $0,5 \cdot 10^{-5}$ реакт./год⁻¹, или на 10%.

4. На основе анализа и учета новейших проработок по повышению безопасности АЭС США предложен симптомно-ориентированный метод управления запроектными авариями на АЭС с ВВЭР. Данный метод реализован в системе противоаварийного обеспечения на Балаковской АЭС. При этом учтены необходимые изменения в средствах измерений, по уставкам (контролируемым пределам управляющих параметров) для управляющих воздействий и процедур, проведено обоснование эффективности внедрения этого метода.

5. Обоснована системная эффективность разработанных мер и методов повышения безопасности АЭС на примере Балаковской АЭС, работающей в ОЭС Средней Волги. Ожидаемое общее снижение вероятности запроектных аварий с ПАЗ составляет $0,23 \cdot 10^{-5}$, или 25%. Значимость мер и решений по повышению безопасности АЭС и снижению частоты тяжелых аварий с плавлением активной зоны увязана с вероятными решениями по закрытию или ограничению на развитие всех АЭС в случае единичной аварии с соответствующими экономическими потерями в энергетике до 2030 г.

ЛИТЕРАТУРА

1. Аминов Р.З. Методические вопросы оценки безопасности АЭС при обесточивании и нарушении связей с системой / Р.З. Аминов, В.И. Игнатов // Атомная энергия. 2002. Т. 92. Вып. 1. С. 82-84.
2. Балаковская АЭС в начале XXI века: состояние и перспективы экономичности и безопасности / В.И. Игнатов, А.В. Михальчук, В.А. Хрусталеv, Е.А. Ларин // Энергосбережение в Саратовской области. 2001. № 1 (003). С. 23-24.
3. Игнатов В.И. Повышение безопасности, надежности и эффективности эксплуатации энергоблоков Балаковской АЭС / В.И. Игнатов, А.В. Михальчук // Эффективность и экономичность атомной энергии: сб. докл. 2 Междунар. съезда. М.: ВИИАЭС, 2001.
4. Игнатов В.И. Разработка руководства по управлению запроектными авариями на Балаковской АЭС / В.И. Игнатов, А.В. Михальчук, В.С. Севастьянов // Безопасность, эффективность и экономика атомной энергии: сб. докл. 2 Междунар. науч.-техн. конф. М.: ВНИИАЭС, 2001.
5. Игнатов В.И. Системная эффективность противоаварийных мероприятий на АЭС с ВВЭР / В.И. Игнатов, В.А. Хрусталеv, Е.А. Ларин // Проблемы совершенствования топливно-энергетического комплекса. Вып. 1. Саратов: СГУ, 2001. С. 127-135.
6. Основные положения симптомно-ориентированного метода управления авариями на АЭС с ВВЭР / В.И. Игнатов, Е.А. Ларин, А.В. Михальчук, В.А. Хрусталеv // Проблемы совершенствования топливно-энергетического комплекса. Вып. 1. Саратов: СГУ, 2001. С. 135-140.
7. Игнатов В.И. Об эффективности повышения эксплуатационной безопасности АЭС с ВВЭР при запроектных авариях / В.И. Игнатов // Проблемы совершенствования топливно-энергетического комплекса. Вып. 2. Саратов: СГУ, 2002. С. 164-167.
8. Повышение безопасности и эффективности АЭС с ВВЭР / И.В. Игнатов, Е.А. Ларин, А.В. Михальчук, В.А. Хрусталеv // Проблемы совершенствования топливно-энергетического комплекса. Вып. 2. Саратов: СГУ, 2002. С. 167-175.

Игнатов Павел Леонидович –

кандидат технических наук,
Губернатор, председатель правительства Саратовской области

Игнатов Виктор Игоревич –

кандидат технических наук,
заместитель генерального директора ФГУП концерн «Росэнергоатом»,
директор Балаковской АЭС

Поступила в редакцию 11 сентября 2006 г.

Принята к публикации 16 октября 2006 г.

УДК 621.039

А.В. Шутиков, В.А. Хрусталеv

ОБОСНОВАНИЕ СПОСОБОВ И ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОВЫШЕНИЯ МОЩНОСТИ ЭНЕРГОБЛОКОВ АЭС С ВВЭР ВЫШЕ НОМИНАЛЬНОГО УРОВНЯ

Приведены данные эксплуатации энергоблоков PWR США на уровне мощности выше номинального. Даны направления анализа возможностей

работы энергоблоков АЭС с ВВЭР-1000 на повышенном уровне мощности на примере Балаковской АЭС.

A. Shutikov, V. Khrustalyov

**JUSTIFICATION OF WAYS AND EFFECTIVENESS
VVER-1000 NPP CAPACITY LOADING HIGHER THAN NOMINAL LEVEL**

US PWR Units capacity loading higher than nominal are given. Analysis directions on possibilities of VVER-1000 Units operation on higher loading are given on example of Balakovo NPP.

Вопрос о возможностях и целесообразности повышения мощности энергоблоков АЭС с водо-водяными реакторами ВВЭР (за рубежом PWR) относительно не новый. В частности, в США работы, оценивающие возможность, экономичность и безопасность эксплуатации некоторых действующих энергоблоков с PWR на уровне мощности выше проектной (номинальной), появились еще в середине 80-х годов прошлого столетия [6]. Так, в масштабах цен того периода в [6] приведены данные публикаций в США по эффективности повышения мощности ряда действующих АЭС США в сравнении с сооружением электростанций любых других типов и в особенности на нефти (на примере энергосистемы «Virginia Power»), причем наряду с анализом теплогидравлических параметров реакторов на разных уровнях сверхноминальной мощности значительное внимание уделялось подготовительным мероприятиям и лицензированию повышения мощности. Для обеспечения прохождения этой сложной процедуры предполагались следующие основные направления анализа и исследований (табл. 1, 2).

В отечественные разработки вопросы повышения мощности энергоблоков с ВВЭР выше номинальных значений прочно вошли также с середины 80-х. В монографии, посвященной этим вопросам [2], рассматривались резервы повышения мощности действующих АЭС с ВВЭР-440, а именно:

- схемы анализа эксплуатационных режимов при повышении мощности ВВЭР;
- зависимость допустимой мощности от температуры теплоносителя и гидродинамических характеристик ЯППУ;
- вопросы безопасности и опыт эксплуатации ВВЭР-440 на повышенных уровнях мощности.

Один из разделов монографии [1] посвящен этим же вопросам для энергоблоков АЭС с ВВЭР-1000.

В работе [4], посвященной анализу возможностей повышения мощности энергоблоков 1000 МВт, отмечено, что в практике эксплуатации энергоблоков с ВВЭР-1000 несоответствие между единичными тепловой и электрической мощностями реактора и турбины давно известно и проявляется в прикрытии стопорно-регулирующих клапанов последней. При этом в случае номинальной тепловой мощности реактора 3000 МВт наблюдается существенное исходное дросселирование на паровпуске.

Усилия персонала ряда АЭС по устранению дросселирования в стопорно-регулирующих клапанах турбин сводятся к переоблачиванию проточной части. При сохранении давления в парогенераторах это позволяет повысить мощность турбины на 10-12 МВт (по данным ПОАТ ХТЗ). Есть и менее радикальный путь повышения мощности. Так, эксперименты, проведенные на Балаковской АЭС в середине 1988 г., показали возможность увеличения ее мощности на 1,5-1,6 МВт в пределах разрешенных изменений давления в парогенераторах. При этом стопорно-регулирующий клапан оставался недооткрытым.

Таблица 1

Исследования, необходимые
для повышения мощности ЯППУ

Аварийные анализы
Запас до кризиса теплообмена
Полная потеря теплоносителя
Полная потеря нагрузки
Отклонение реактивности
Выбрасывание стержней СУЗ
Нарушения в системе охлаждения активной зоны
Аварии с большой и малой течами теплоносителя
Скачок давления теплоносителя
Заклинивание ротора главного циркуляционного насоса
Проверка оборудования ЯППУ
Корпус реактора, внутрикорпусные устройства, механизмы привода регулирующих стержней
Главные циркуляционные трубопроводы
Компенсатор объема
Парогенератор
Главный циркуляционный насос
Ядерное топливо
Проверка систем ЯППУ
Система охлаждения реактора
Система отвода остаточного тепла
Системы химического и механического регулирования реактивности
Система аварийного охлаждения зоны
Согласование балансов станции с ЯППУ
Сведение массового и энергетического балансов
Уровни радиации
Проектные характеристики трубопровода циркуляционной системы реактора
Тепловые нагрузки систем охлаждения оборудования станции

Таблица 2

Проверки сооружения
и систем станции

Аварийные анализы
Радиологические последствия LOCA (аварии с потерей теплоносителя)
Разрыв трубки парогенератора; разрыв главного паропровода
Авария при транспортировке топлива в защитной оболочке
Авария при транспортировке топлива в бассейне выдержки топлива
Разрыв компенсатора объема
Разрыв газгольдера
Ограничения по воздействию на окружающую среду
Воздействие при нормальной работе
Воздействие при аварии LOCA
Воздействие при обрыве высоковольтной линии
Расчеты оборудования станции
Главные питательные насосы
Подогреватели питательной воды
Сепаратор-пароперегреватель
Опоры трубопроводов и основного оборудования
Строительные конструкции станции
Проверки станционных систем
Свежий пар
Конденсат и питательная вода
Аварийная питательная вода
Охлаждающая вода
Система понижения давления в защитной оболочке
Циркуляционная вода и вода для вспомогательных нужд

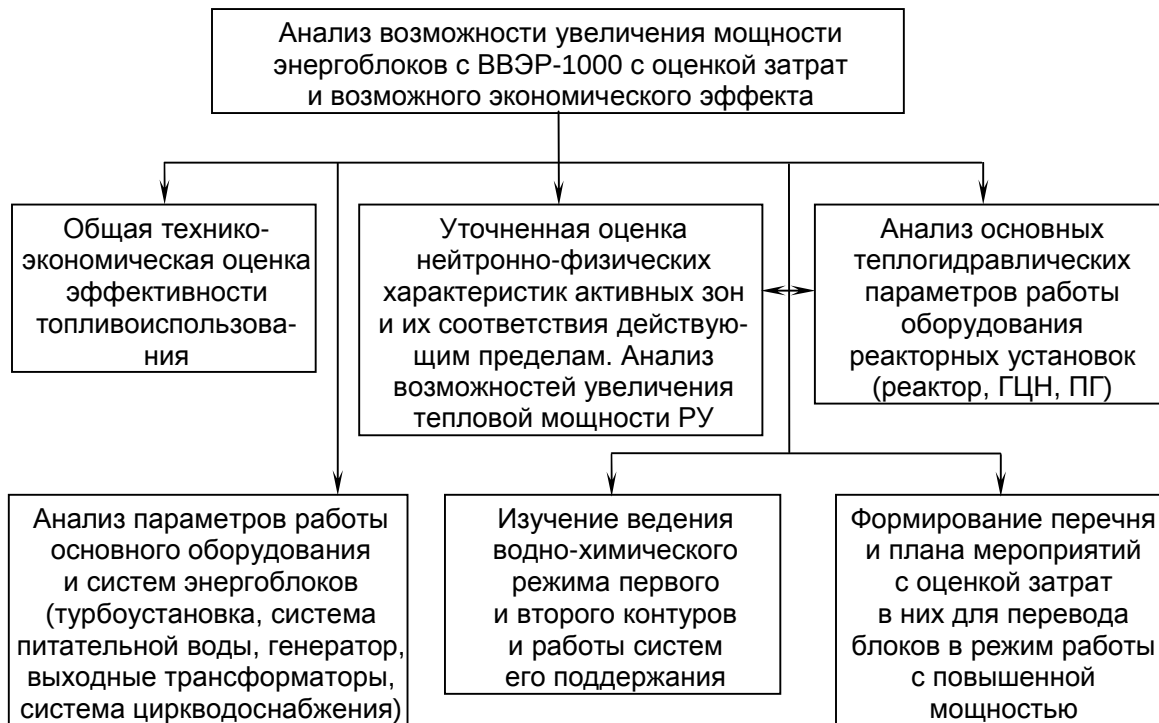
Анализ показал, что если при переоблапачивании удастся достигнуть экономии затрат на выработку 1 кВт·ч $\sim 1\%$ ($\Delta \bar{N} = 10-12$ МВт), а при переходе к сниженному давлению в парогенераторах всего $\sim 0,3\%$ ($\Delta N = 1,5-1,6$ МВт), то повышение мощности реактора до уровня, обеспечивающего полную загрузку турбины, ведет к экономии 6-7%. Таким образом, основной модернизации должно являться увеличение мощности энергоблоков за счет выявления и реализации проектных запасов, получаемых по фактическим данным эксплуатации, разумного уменьшения запасов между рабочими и предельно допустимыми параметрами изменяющихся в течение кампании фактических характеристик активной зоны, усовершенствования топлива, необходимой доработки оборудования при обязательном сохранении отработанных стандартных компонентов энергетической установки.

Значительный вклад в анализ вопросов повышения мощности энергоблоков 1000 МВт с ВВЭР в России внесли ВНИИАЭС [5] и научные подразделения концерна «Росэнергоатом».

Подытоживая эти разработки и уже существующую практику, можно укрупненно показать целесообразную схему анализа возможностей и эффективности повышения мощности (рисунок).

В рамках настоящей статьи рассмотрим задачу анализа основных теплогидравлических параметров работы оборудования реакторных установок энергоблоков с ВВЭР-1000 на повышенной мощности, а также анализ представительности показаний системы внутриреакторного контура (СВРК).

Расчётные значения теплогидравлических характеристик РУ в номинальном режиме работы на четырёх петлях и при наихудшей по условиям теплотехнической надёжности комбинации отклонений режимных параметров от номинальных значений приведены в табл. 3.



Основные направления анализа возможностей работы энергоблоков АЭС с ВВЭР-1000 с повышенным уровнем мощности

Дополнительно выполнены поверочные теплогидравлические расчёты стационарных режимов работы и проверено выполнение критериев теплотехнической надёжности.

Выполнение критериев теплотехнической надёжности активной зоны при заданных условиях, а также теплотехническая надёжность активной зоны при указанных в табл. 3 параметрах и при проектных авариях подтверждены конструктором.

В течение июля 2003 года при работе энергоблоков 1 и 2 Балаковской АЭС на 100% номинальной мощности персонал АТЭ выполнял контроль и фиксацию основных теплогидравлических параметров работы РУ. Результаты контроля приведены в табл. 4.

Из сравнительного анализа данных табл. 3 и 4 видно, что имеется значительный запас по основным теплогидравлическим параметрам реакторной установки с точки зрения увеличения тепловой мощности РУ. Теплогидравлические характеристики парогенератора также исследованы на режимах повышенной мощности.

Таблица 3

Расчётные теплогидравлические характеристики реакторной установки

Наименование величины	Численное значение	
	номинальный режим	режим с отклонением параметров
Тепловая мощность реактора, МВт	3000	3210
Давление в первом контуре, на выходе из активной зоны, кгс/см ²	160	157
Давление во втором контуре, в парогенераторе, кгс/см ²	64	66
Расход теплоносителя по петле при температуре входа в реактор, м ³ /ч	21200	20000
Температура теплоносителя на входе в реактор, °С	289,8	292,3
Средняя температура теплоносителя на выходе из реактора, °С	320,1	325,5
Температура теплоносителя на выходе из напряжённой кассеты, максимальная в процессе кампании, °С	330,4	336,3
Коэффициент запаса до кризиса теплоотдачи в начале кампании	2,1	1,52
Коэффициент запаса до кризиса теплоотдачи в режиме ксеноновых колебаний энерговыделения	1,4	1,13

Таблица 4

Теплогидравлические характеристики реакторной установки,
зафиксированные в июле 2003 года при работе энергоблоков
Балаковской АЭС на 100% мощности

Наименование величины	Численное значение	
	блок 1	блок 2
Тепловая мощность реактора, МВт	3020	3030
Давление в первом контуре, на выходе из активной зоны, кгс/см ²	158,2	159,0
Давление во втором контуре, в парогенераторе, кгс/см ²	62,7-63,8	62,5-63,0
Температура теплоносителя на входе в реактор по показаниям УВС, °С	286,1-287,4	285,6-286,4
Температура теплоносителя на входе в реактор по показаниям СВРК, °С	286,0-287,3	285,7-286,3
Средняя температура горячих ниток ГЦК по показаниям УВС, °С	312,2-319,4	316,1-316,8
Величина подогрева теплоносителя по петлям ГЦК по показаниям СВРК, °С	29,7-30,8	29,1-30,2
Температура теплоносителя на выходе из напряжённой кассеты, максимальная в процессе кампании, °С	ТВС 13-36 326,0	ТВС 10-23 322,1
Минимальный коэффициент запаса до кризиса теплоотдачи	(ТВС 11-34) 1,5	(ТВС 06-35) 1,5

В проекте ВВЭР-1000 использован парогенератор горизонтального типа ПГВ-1000М, с погружной поверхностью теплообмена из горизонтально расположенных труб. Теплопередающая поверхность парогенератора образована трубками в количестве 11000 штук диаметром 16×1,5 мм, объединенными раздающим коллектором на входе и собирающим коллектором на выходе. Для выполнения теплогидравлического расчета парогенератора ПГВ-1000М с целью проверки конструкции парогенератора с точки зрения обеспечения необходимого теплосъема, определения гидравлических характеристик в номинальном режиме и режиме с отклонениями параметров конструктором использованы следующие исходные данные, представленные в табл. 5.

Конструктором подтверждено соответствие парогенератора установленным требованиям при параметрах, указанных в табл. 6.

За время, прошедшее с момента выполнения этого расчёта и обоснования теплотехнической надёжности парогенератора, конструкция парогенератора претерпела различные изменения. Жалюзийный сепаратор заменён на пароприёмный дырчатый лист, перекрыт «горячий» опускной канал у стенки парогенератора, количество теплообменных труб уменьшено до 10978 штук, и изменения конструкции ПГ продолжаются. Эти изменения направлены на увеличение ресурса эксплуатации ПГ и улучшение характеристик вырабатываемого пара, но не оказывают существенного влияния на паропроизводительность парогенератора. Основные характеристики работы модернизированных парогенераторов остались без изменений.

Таблица 5

Исходные данные для проведения теплогидравлического расчёта
парогенератора ПГВ-1000М

Наименование	Номинальный режим	Режим с отклонениями от параметров
Тепловая мощность одного парогенератора, МВт	750	$750 \times 1,07 = 802,5$
Расход теплоносителя, м ³ /ч	21200	20000
Давление в парогенераторе, кгс/см ²	64	66
Давление теплоносителя первого контура на входе в парогенератор, кгс/см ²	160	157
Температура питательной воды, °С	220	220
Влажность генерируемого пара, %	0,2	0,2

Таблица 6

Расчетные тепловые характеристики парогенератора

Наименование	Номинальный режим	Режим с отклонениями от параметров
Температура теплоносителя на входе в парогенератор, °С	320,1	325,5
Температура теплоносителя на выходе из парогенератора, °С	289,8	292,3
Температура насыщения, °С	278,51	280,55
Паропроизводительность, т/ч	1468,4	1573,7

Известно об имеющихся значительных резервах теплообменной поверхности ПГ. На стадии проектирования принимается запас по площади поверхности теплообмена не менее 12-17%. Возможность возникновения отложений в парогенераторах учитывается введением запасов в 20-25% площади поверхности нагрева.

Введение современного водного режима с элементами непрерывной очистки поверхностей нагрева ПГ позволит высвободить расчетные резервы поверхности для реализации задачи повышения мощности РУ выше номинальной.

Известно о значительной вибрации металлоконструкций и паропроводов в помещении отсечных клапанов и предохранительных клапанов парогенераторов при работе энергоблока на 100% уровне мощности. При меньшей мощности РУ вибрация также снижается. Поэтому при росте тепловой мощности реактора и расхода свежего пара можно ожидать увеличения вибрации оборудования в помещении предохранительных клапанов ПГ. С этой целью необходимо предусмотреть дополнительные меры виброзащиты в соответствующих помещениях.

Относительно расхода теплоносителя через реактор и его возможных запасов необходимо подчеркнуть, что при анализе теплотехнической надёжности активной зоны конструк-

тор принимает расход теплоносителя по петле при температуре входа в реактор 292,3°C, равный 20000 м³/ч. Многочисленные испытания и измерения расходов теплоносителя через активную зону реактора показывают, что реальные расходы теплоносителя на действующих энергоблоках ВВЭР-1000 существенно превышают принятую в расчётах величину.

Так, на энергоблоках Калининской АЭС измеренный расход теплоносителя через активную зону реактора равен 87000 и 88000 м³/ч. На блоках 1, 2, 4 Балаковской АЭС измеренный расход теплоносителя равен 88000, 87400, 86500 м³/ч соответственно. Таким образом, имеется достаточно большой резерв для повышения установленных теплогидравлических параметров первого контура и повышения тепловой мощности реактора.

Отдельной инженерной задачей является задача измерения параметров работы оборудования с необходимой точностью и представление показаний контролирующему персоналу с нужной оперативностью. Важность этой задачи возрастает с приближением условий работы оборудования к предельным расчётным значениям параметров. Наиболее значимыми измеряемыми теплогидравлическими параметрами первого контура являются: расход теплоносителя через реактор, температура теплоносителя в горячей и холодной нитках контура циркуляции, температура теплоносителя на выходе из ТВС. По всем этим параметрам проблема точности измерения может быть решена комплексным путем: улучшением метрологических характеристик приборов, совершенствованием конструкций ТВС, улучшением алгоритмов обработки и расчета данных.

Особую роль в обосновании возможности повышения мощности выше номинальной имеет степень представительности показаний СВРК. Сегодня на Балаковской АЭС достигнута погрешность 0,25% измерения слабых сигналов ТП и ДПЗ при высоком уровне промышленных помех с примерно двукратным технологическим запасом. Быстродействие системы характеризуется временем обновления информации на экране дисплея 16 секунд. Период опроса нормированных и дискретных сигналов равен 2 секундам. В отчете Балаковского филиала фирмы «Атомтехэнерго» «Расчетные погрешности измерительных каналов УВС и СВРК, определение точности поддержания параметров реакторной установки в стационарном режиме работы» приведены значения истинных относительных погрешностей определения тепловой мощности. Для расчета тепловой мощности по первому контуру погрешность составляет $\delta N_{1к}=5,1\%$, для расчета тепловой мощности по второму контуру погрешность составляет $\delta N_{2к}=1,1\%$. В связи с этим очевидна первоочередная необходимость дополнительно улучшения метрологических характеристик СВРК.

Эффективность повышения мощности может обосновываться по уже принятым типовым показателям топливоиспользования. Например, для реакторов В-320 и четырехгодичного топливного цикла с ежегодной подпиткой 48/49 УТВС средним обогащением 3,77% ряд таких показателей приведены в табл. 7.

Таблица 7

Показатели эффективности повышения мощности

Уровень мощности, %	КИУМ, %	Удельный расход природного урана, г/МВт·сут	Топливная составляющая себестоимости, отн. ед.	Себестоимость электроэнергии, отн. ед.
100	81,7	203,2	0,268	1,000
104	84,2	204,3	0,269	0,990
108	86,7	205,4	0,271	0,982
110	87,9	206,0	0,272	0,978

Выполненный анализ основных теплогидравлических параметров работы оборудования реакторных установок энергоблоков ВВЭР-1000 на повышенной мощности показал, что подтверждается теплотехническая надежность работы реакторной установки в условиях

нормальной эксплуатации и при проектных авариях на мощности 107% номинального значения. Имеются реальные запасы по фактическим значениям параметров работы РУ для повышения тепловой мощности реактора.

Парогенераторы энергоблоков ВВЭР-1000, выпущенные до 1990 года, обеспечивают работу реакторной установки на мощности 107% номинальной. Парогенераторы более позднего срока выпуска и подвергшиеся модернизации обеспечивают надежную работу при мощности реактора 104% номинального значения, при этом допускают глушение 2% теплообменных труб от общего их количества без изменения параметров работы ПГ.

С учетом реализации ряда предложений можно утверждать, что модернизированная система ВРК с улучшенными характеристиками будет в большей степени удовлетворять требованиям контроля за теплотехническими параметрами первого контура при работе на повышенном уровне мощности до 110%.

ЛИТЕРАТУРА

1. АЭС с ВВЭР: режимы, характеристики, эффективность / Р.З. Аминов, В.А. Хрусталева, А.С. Духовенский, А.И. Осадчий. М.: Энергоатомиздат, 1990.
2. Зверков В.В. Резервы повышения мощности действующих АЭС с ВВЭР-440 / В.В. Зверков, Е.И. Игнатенко, А.П. Волков. М.: Энергоатомиздат, 1987.
3. Пределы безопасности эксплуатируемых реакторов. МАГАТЭ. IAEA-TECDOC-1332. 2003.
4. ВВЭР: новый проект и ступень мощности или эволюция серийной модели / Э.Э. Пахк, В.И. Сафонов, А.С. Духовенский, А.И. Осадчий, Р.З. Аминов, В.А. Хрусталева, П.Л. Ипатов // Атомная энергия. 1991. Т. 70. Вып. 2. С. 128-130.
5. Анализ возможности увеличения тепловой мощности энергоблоков ВВЭР-1000, оценка затрат и возможного экономического эффекта от повышения мощности: тех. отчет ВНИИАЭС. Атомэнерго. Этапы 1-6. Инв. № 0-311-129/03÷0-311-134/03.
6. Хрусталева В.А. Повышение мощности энергоблоков АЭС с PWR в США / В.А. Хрусталева // Атомная техника за рубежом. 1988. № 5. С. 10-14.

Шутиков Александр Викторович –
главный инженер филиала ФГУП концерн «Росэнергоатом» – «Балаковская АЭС»

Хрусталева Владимир Александрович –
доктор технических наук, профессор кафедры «Тепловые электрические станции»
Саратовского государственного технического университета

Поступила в редакцию 11 сентября 2006 г.

Принята к публикации 16 октября 2006 г.

УДК 621.039

П.Л. Ипатов, А.В. Михальчук

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПОВЫШЕНИЯ КИУМ АЭС С ВВЭР-1000

Изложены теоретические положения определения системной эффективности повышения КИУМ на АЭС с ВВЭР-1000.

P. Ipatov, A. Mikhalechuk

VVER-1000 NPP CAPACITY FACTOR EFFECTIVENESS ENHANCEMENT

Theoretical provisions defining with VVER-1000 capacity factor enhancement are stated.

АЭС с водо-водяными корпусными реакторами (ВВЭР) в российской атомной энергетике занимают ведущее место. Одна из важнейших задач АЭС с ВВЭР – наращивание производства электроэнергии за счет повышения эффективности использования существующих мощностей, то есть роста КИУМ до 85 и более процентов. Выполнение этой стратегической задачи позволит эффективно замещать газ, увеличивая валютные поступления от его продажи за рубеж. Часть этой выручки может реинвестироваться на поддержание и развитие атомно-энергетической отрасли России. Это особенно важно в условиях, когда недостаточно бюджетное финансирование отрасли, а инвестиционная составляющая в тарифах на энергию АЭС явно низка. Кроме того, в ряде регионов может вытесняться твердое топливо, сжигание которого из-за ужесточенных экологических нормативов становится затруднительным. Это тем более важно, что ряд процедур в рамках Киотского протокола, подписанного Россией, предусматривают возможность торговли квотами на выбросы «парниковых» газов по замещаемым (среднеевропейским) стоимостям.

При анализе роста КИУМ блоков АЭС с ВВЭР-1000 и соответствующих затрат необходимо учитывать станционные (обеспечивающие) и внешние (ограничивающие) факторы. К первым относятся: эффективный КПД энергоблока, длительность топливных и ремонтных кампаний и другие. К ограничивающим факторам относятся: возможные с ростом КИУМ изменения затрат в оперативный и ремонтный резервы, сложившийся реальный баланс маневренных мощностей в регионе и системе и предельные режимные требования к данной ОЭС.

КИУМ предложено рассчитывать как осредненный за полный ремонтный цикл

$$КИУМ = \frac{n \cdot T_{эф}}{n \cdot T_{эф} + (n-1) \cdot CP + KP}, \quad (1)$$

где $T_{эф}$ – эффективная среднегодовая кампания топлива при кратности перегрузки n ; CP, KP – длительность средних и капитальных ремонтов.

Повышение КИУМ может быть реализовано только в мере, отвечающей внешним требованиям потребительского рынка в части предельной степени загруженности АЭС по условиям баланса маневренных мощностей.

Основные пути роста КИУМ АЭС, условия реализации высоких КИУМ в энергосистеме и факторы системного эффекта, связанные с ростом КИУМ, показаны на рис. 1.

Критерием эффективности может служить коэффициент энергоэффективности использования топлива $\pi_3 = \pi_m \cdot \eta_3^{AOC}$, равный произведению показателя относительного энергоиспользования топлива в тепловом реакторе ВВЭР-1000 на электрический КПД энергоблока АЭС. При этом возможен учет как глубины выгорания анализируемой топливной загрузки, то есть обеспечиваемого КИУМ реактора по тепловой мощности, так и совершенства термодинамического цикла второго контура. При непрерывной кампании и прочих равных условиях изменение η_3 может существенно влиять на КИУМ в расчете на электрическую мощность (при неизменной тепловой выработке реактора), например, при продлении кампаний на температурном и мощностном эффектах реактивности (т. и м.э.р.), при работе с вынужденными по диспетчерским требованиям еженедельными провалами нагрузки, при компенсации за счет спектрального сдвига реактивности (патент № 2046406 РФ).



Рис. 1. Пути роста КИУМ АЭС и составляющие эффекта

При расчетах топливной составляющей учитываются затраты в процессе подготовки топлива и на всех послереакторных этапах топливного цикла: конверсия, обогащение, кондиционирование, захоронение. В последних этапах необходимо учитывать изменение затрат в связи с уменьшением числа перегружаемых тепловыделяющих сборок (ТВС) за расчетный период при удлинении кампаний (и росте КИУМ).

Для оценки общей эффективности используется критерий интегрального социально-экономического эффекта $\Delta\mathcal{E}_\Sigma$ обычно за срок ремонтного цикла с учетом дисконтирования

$$\Delta\mathcal{E}_\Sigma = \sum_{t=0}^{nT_{\text{эф}}} (\Delta Z_t^{np} + \Delta Z_t^n + \Delta Z_t^c) \cdot \alpha^{-t}, \quad (2)$$

где ΔZ_t^{np} , ΔZ_t^n – экономия приведенных затрат в сферах производства и потребления электроэнергии в сравниваемых вариантах; ΔZ_t^c – стоимостная оценка по всем составляющим системного эффекта. Для оценки мероприятий, обеспечивающих повышение КИУМ, в данной работе применены дополнительные критерии – коэффициент эффективности повышения КИУМ – отношение затрат на увеличение КИУМ к величине прироста системного эффекта

$$K_{\text{эф}} = \Delta Z_m^{np} / \Delta\mathcal{E}_\Sigma. \quad (3)$$

Системные факторы, учет которых необходим при анализе эффективности повышения КИУМ:

- рост валютной выручки за счет дополнительной продажи газа, вытесняемого из топливного баланса, с направлением части прибыли для поддержания безопасного состояния и развития АЭС России;

- изменение с ростом КИУМ потребного ремонтного и оперативного резервов мощности и сопутствующих затрат при одновременном требовании исключения ремонтов из

осенне-зимнего периода максимумов нагрузки в ОЭС и ремонтов, совмещенных по двум и более энергоблокам;

– учет ограничений по росту КИУМ АЭС при заданной их доле в ОЭС и напряженном балансе маневренных мощностей либо дополнительных затрат в соответствующие изменения на потребительском рынке;

– экологический эффект сокращения вредных выбросов в атмосферу при вытеснении газа из энергетики и снижения ежегодных затрат в кондиционирование и захоронение отработавшего ядерного топлива (ОЯТ) из-за разрежения во времени (снижения в расчете на год) числа отработавших ТВС, поступающих на кондиционирование и захоронение.

При удлинении кампаний в первую очередь необходимы обоснования прочности и герметичности твэлов и жесткости ТВС, при сокращении ремонтов – обеспечение в необходимом объеме контроля металла ответственных элементов блока, современной упреждающей диагностики вероятных дефектов по выработанной концепции управления их ресурсом. Вместе с тем сокращение сроков ремонта позитивно с позиций системного анализа. За счет проведения большей доли требуемого объема ремонтов энергоблоков в период летней ремонтной «площадки» (провала) графиков нагрузок можно снизить потребный резерв при той же обеспечиваемой величине надежности электроснабжения. Сокращение длительности ремонтов и увеличение межремонтного периода за счет более длинных топливных кампаний в конечном счете снижают ремонтную составляющую себестоимости.

Разработана методика сравнительного анализа эффективности кампаний АЭС с ВВЭР-1000 различной длительности по «чистой» годовой прибыли. Получены затратные характеристики стационарных подпиток топлива (табл. 1).

Немонотонный, в целом возрастающий характер топливной составляющей электроэнергии с ростом $T_{эф}$ объясняется ростом массы ^{235}U в загрузках, затрат в обогащение и малой номенклатурой до сих пор применявшихся обогащений топлива. Анализ эффективности загрузок с разным $T_{эф}$ показан на рис. 2.

Таблица 1

Характеристики стационарных подпиток топлива

Вариант эф. сут.	Обогащение, в %					Затраты, млн. руб.	Зт, млн. руб./эф. сут.	Зт, руб./кВт·ч
	1,6	3,5	3,9	4,05	4,28			
1. $T_{эф} = 288,0$	1	12	36	12	12	275,40	0,9552	0,0398
2. $T_{эф} = 309,7$	1	18	36	18	18	306,84	0,9912	0,0413
3. $T_{эф} = 325,5$	1	0	54	0	0	320,26	0,9840	0,0410
4. $T_{эф} = 356,6$	1	0	0	54	0	366,70	1,0290	0,0428
5. $T_{эф} = 364,1$	1	0	0	0	60	390,70	1,0730	0,0447
6. $T_{эф} = 385,7$	1	0	0	0	66	429,60	1,1140	0,0464
7. $T_{эф} = 440,0$	1	0	81	0	0	490,16	1,1140	0,0464

Выявлено существенное влияние отношения T^*/C_n (тарифа с шин АЭС к себестоимости электроэнергии) на характер зависимости прибыли от длительности работы загрузки топлива в эффективных сутках. При отношении $T^*/C_n > 3$ наблюдается устойчивый усиливающийся рост прибыли, при $T^*/C_n < 2,5$ прибыль снижается с ростом $T_{эф}$ вплоть до возникновения убытков. Вместе с тем с системных позиций рост КИУМ АЭС, как указывалось ранее, всегда выгоден.

При обеспечении задач роста КИУМ АЭС на гармонизацию интересов федеральных (общегосударственных) и локальных (внутристанционных) необходимо обращать особое внимание. Определены и представлены на рис. 3 в качестве примера оптимальные сроки продления кампаний на мощностном и температурном эффектах реактивности.

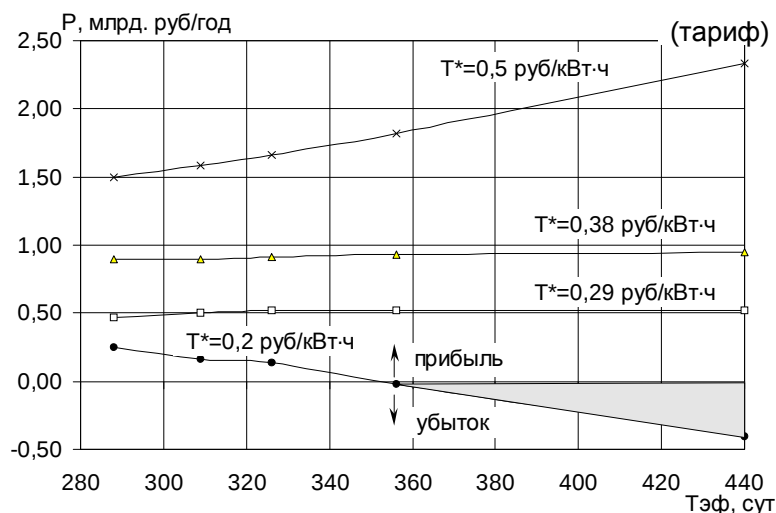


Рис. 2. Анализ прибыли и убытков при разных длительностях кампаний и отпускных тарифах от АЭС

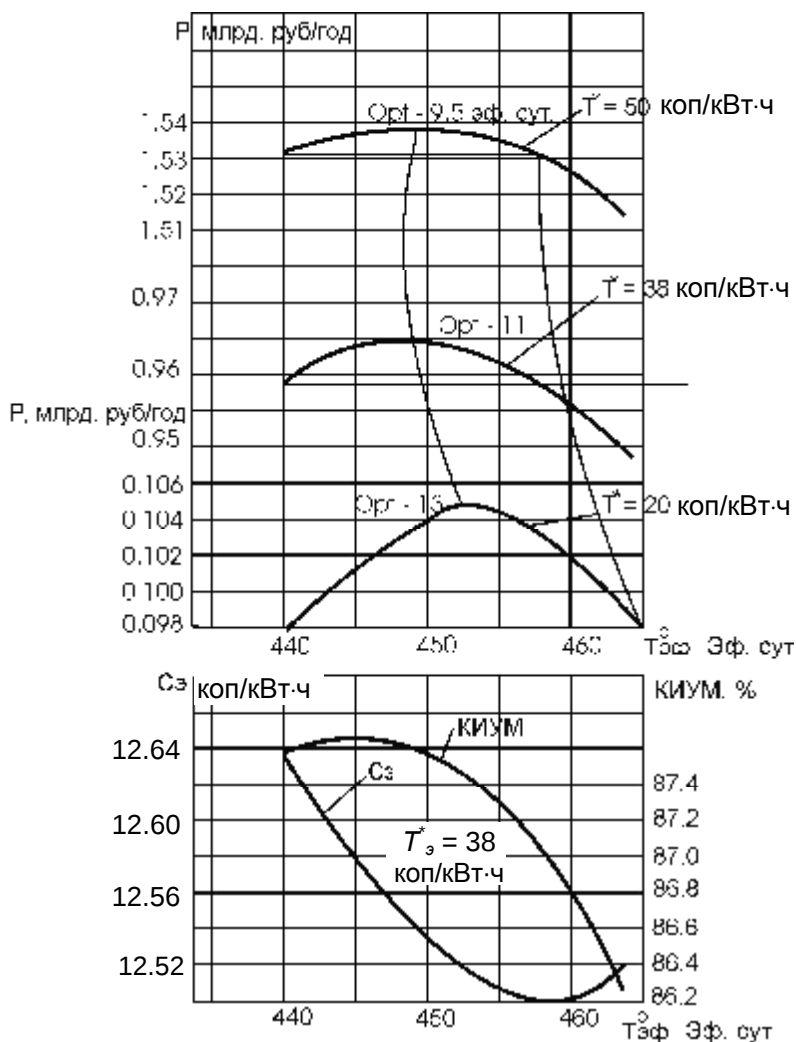


Рис. 3. Основные характеристики эффективности продления кампании на мощностном и температурном эффектах реактивности, $T_{эф}^{ниск} = 440$ сут.

Предложенная методика позволяет оптимизировать $\Delta T_{мэ}^{opt}$ по минимуму себестоимости электроэнергии и максимуму осредненной за год «чистой» прибыли, а также по максимуму КИУМ. При тарифах от 20 до 50 коп/кВт·ч величина $\Delta T_{мэ}^{opt}$ изменяется от 8-13 до 4-9 эффективных суток. Более длинные продления кампании, чем теоретически оптимальные, могут быть оправданы для ситуаций, складывающихся на многоблочных АЭС с «наложением» ремонтов, по условиям дефицита мощностей в ОЭС и другим причинам.

Можно показать, что даже предельное сокращение ремонтов (СР – 45 сут., КР – 70 сут.) дает меньший эффект в приросте КИУМ (~ 2,4%) по сравнению с приростом от увеличения $T_{эф}$ с 288 до 365 суток (~ 3,2%) при условии неизменной исходной длительности ремонтов (СР – 55 сут., КР – 85 сут.).

На рис. 4 представлен оптимальный график эксплуатации и ремонта при средней длительности межремонтной кампании ~16 месяцев (480 суток). Достигаемый для четырехблочных АЭС КИУМ показан в табл. 2.

	Зима		Лето									Зима
Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Год 1			СР 1	КР 4							СР 2	
Год 2			СР 3						СР 1		СР 4	
Год 3			СР 2							КР 3		
Год 4			СР 1	СР 4						КР 2		
Год 5			СР 3					КР 1			СР 4	
Год 6			СР 2								СР 3	

Рис. 4. Оптимальный график ремонта и эксплуатации четырехблочной АЭС при длительности реакторной кампании около 480 эфф. суток

Таблица 2

Зависимость величины КИУМ
от продолжительности среднего и капитального ремонтов
для кампании средней длительностью около 480 эфф. суток

СР	КР	КИУМ, %
55	85	88,6
50	80	89,5
45	75	90,4
45	70	91,0

Проанализированы результаты эксплуатации ТВС ВВЭР-1000 с разным выгоранием и сроками пребывания в активной зоне. Результаты контроля герметичности оболочек (КГО) показывают, что разгерметизация твэлов ТВС носит характер «газовой неплотности» со сложным неоднозначным распределением количества негерметичных ТВС в зависимости от максимальной глубины выгорания. Вывод о снижении надежности твэлов в более длинных кампаниях не может быть сделан также из-за серьезного совершенствования, с одной стороны, топлива, с другой – процедуры КГО.

Проанализированы нормативные основы использования резервов мощности в энергосистемах России и других стран и проведены: 1) оценки изменения потребного оперативного резерва мощности в ОЭС при заданной структуре и повышении КИУМ АЭС (а – при заданной установленной мощности и б – с учетом сооружения 2-й очереди Балаковской АЭС) и 2) оценки изменения необходимого ремонтного резерва при разной степени исключения ремонтов в осенне-зимний период и использования летней ремонтной полки (а – при сокращении длительности ремонтов и б – при удлинении межремонтного периода). Выявлена роль различных факторов в реально имевшихся ограничениях КИУМ за предшествующие годы (1993-2003 гг.) на Балаковской АЭС. Наибольший вклад в недовыработку до 1991г. вносили плановые ремонты (45,8%), диспетчерские ограничения (10,2%) и неплановые ремонты (~6,9%), на долю простоев в резерве, плановой работы на частичных нагрузках и др. приходилось 36,75%. Вклад автоматических остановов реактора и остановов по заявлениям – всего 0,35%.

С учетом вытеснения газа за счет прироста мощностей АЭС и повышения их КИУМ обоснована удельная системная составляющая эффективности роста КИУМ, отнесенная к 1 кВт·ч вырабатываемой электроэнергии

$$Y_{эф} = \frac{\Delta P}{\Delta \mathcal{E}_{год}} = \frac{\Delta P}{\Delta KИУМ \cdot \mathcal{E}_{год}^{баз}} = \frac{C_{г} \cdot \epsilon_{г} - C_{я} \cdot \epsilon_{я} + \Delta P_{эк} + \Delta Z_{рез}}{\Delta \mathcal{E}_{год}}, \quad (4)$$

где $C_{г}$, $C_{я}$ – стоимость газа на внешнем рынке и ядерного горючего, руб/кг у.т.; $\epsilon_{г}$, $\epsilon_{я}$ – удельные расходы газа и ядерного горючего на отпущенный кВт·ч, кг у.т./кВт·ч; $\Delta P_{эк}$ – изменение платы за выбросы при сжигании газа по замещаемым ценам, а также изменение затрат в кондиционирование, транспортировку и захоронение отходов ОЯТ, руб/год; $\Delta Z_{рез}$ – изменение затрат в аварийный и оперативный резерв, обеспечивающий заданную надежность электроснабжения в ОЭС $F=0,999$.

С учетом вышеприведенных методик обоснованы примеры оптимального планирования графиков эксплуатации многоблочной АЭС в режиме исключения СР и КР в энергосистемный период при повышенных КИУМ. На многоблочной АЭС достичь строгой регулярности и симметрии в загрузках не удастся. Пример разнесения ремонтов для случая длительных топливных циклов приведен на рис. 5 (кампания длительностью 13,5-18,5 месяцев). Номенклатура топлива должна быть достаточно широкой для обеспечения гибкости в выборе нужной длительности топливного цикла.

Основные характеристики этого и других рассматриваемых вариантов приведены в табл. 3, 4.

Месяц	Лето											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Год 1				СР1		СР4				СР2		
Год 2				СР3				СР1		СР4		
Год 3				СР2					КР3			
Год 4				СР1	СР4				КР2			
Год 5				СР3			КР1			СР4		
Год 6				СР2						СР3		

Рис. 5. Топливный цикл с кампаниями длительностью 13,5-18,5 месяцев

$СРj$ – средний ремонт на блоке j ;
 $КРj$ – капитальный ремонт на блоке j

Таблица 3

Характеристики топливного цикла с кампаниями длительностью 13,5-18,5 месяцев

Характеристика	Значение
Среднее значение КИУМ	88,6%
Эффективная продолжительность эксплуатации топлива в течение двух кампаний, эфф. часов	24200
Средняя эффективная длительность одной кампании, эфф. сут.	485
Средняя длительность одной кампании от пуска до останова, месяцев	16

Таблица 4

Характеристики топливного цикла с кампаниями длительностью 15-17 месяцев

	Топливный цикл	КИУМ (ремонт зимой), %	КИУМ (нет ремонтов зимой), %	Необходимость разработки топлива нового типа
Вар.1	3×305+275	81,5	81,5	отсутствует
Вар.2	350	83,7		необходима разработка ТВС новой конструкции
	3×350+150		82,2	
Вар.3	3×350+350	83,7	76	– // –
	3×350+500		58	
Вар.4	18 мес.	86,4-90,7		– // –
Вар.5	15-17 мес.		84,0-90,2	
Вар.6	13,5-18,5 мес.		88,6	

Выводы

Наиболее эффективным способом повышения КИУМ АЭС с ВВЭР является увеличение длительности работы топливных загрузок и сокращение продолжительности ремонтов. В этой связи необходимо провести исследования по обоснованию надежности основного и вспомогательного оборудования АЭС, внутрикорпусных устройств и активной зоны реактора в условиях более длительных сроков безостановочной работы, а также необходимы оценки влияния комплекса внешних системных факторов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Пат. № 2046406 РФ. Способ эксплуатации легководного корпусного ядерного реактора / А.И. Осадчий, А.С. Духовенский, А.В. Михальчук, В.А. Хрусталева и др.
2. Ермолаев А.И. Сравнительная оценка способов повышения КИУМ энергоблоков АЭС с реакторами ВВЭР-1000/ А.И. Ермолаев, А.В. Михальчук // Проблемы совершенствования топливно-энергетического комплекса: сб. науч. тр. Вып. 1. Общенаучные вопросы. Саратов: Изд-во Саратов. ун-та, 2001. С. 115-122.
3. Ермолаев А.И. Анализ возможности эксплуатации четырехблочной АЭС в режиме исключения средних и капитальных ремонтов в зимний период / А.И. Ермолаев, А.В. Михальчук // Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики: сб. докл. 2-й Междунар. науч.-практ. конф., Москва, 2001 г. М., 2001. С. 49-54.

Ипатов Павел Леонидович –

кандидат технических наук, Губернатор, председатель правительства Саратовской области

Михальчук Александр Васильевич –

кандидат технических наук, заместитель директора ОАО «ВНИИАЭС»

Поступила в редакцию 19 сентября 2006 г.

Принята к публикации 16 октября 2006 г.

М.В. Ульянова, В.А. Хрусталева

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПЕРЕХОДА НА НОВЫЕ ТОПЛИВНЫЕ ЦИКЛЫ

Рассмотрены различные аспекты анализа новых топливных циклов с более высокой длительностью. Изложены основные методические положения технико-экономического анализа длинных топливных циклов СЭС с ВВЭР-1000.

M. Ulyanova, V. Khrustalyov

TECHNICAL & ECONOMICAL EFFECTIVENESS OF SHIFTING TO NEW FUEL CYCLES

Different aspects of analysis of new fuel cycles with more duration are reviewed. Main methodological provisions of technical and economical analysis of the VVER-1000 Units prolonged fuel cycles are stated.

При переходе на новые топливные циклы с более высокой длительностью работы частичных загрузок необходимо выделять и анализировать следующие аспекты:

- технологические изменения в компоновке, структуре, топливе активной зоны и других элементах, обеспечивающих надежную эксплуатацию в более длинных кампаниях, например, при использовании гадолиниевого топлива (табл. 1);
- нормативные изменения в порядке списания свежего ядерного топлива в течение всего периода текущей реакторной кампании, а также в порядке списания элементов и узлов, систем управления, защиты и контроля активной зоны АЭС с ВВЭР;
- ценовые изменения по тепловыделяющим сборкам, включающим более дорогие тепловыделяющие элементы с гадолинием, а также в связи со значительно большим количеством ТВС, ТВЭЛОВ, ТВЭГОВ, отличающихся обогащениями по ^{235}U и модификациями;
- изменения типовых показателей эффективности топливоиспользования;
- изменения в планировании ППР на многоблочной АЭС и капитальных ремонтов и, как следствие, требование учета системных факторов.

Одним из главных факторов является эффективность топливоиспользования. Оценка эффективности топливоиспользования, как известно, может быть проведена по следующим показателям: коэффициент использования установленной мощности (КИУМ), средняя глубина выгорания выгружаемого топлива ($B_{\text{выг}}^{\text{CP}}$), удельный расход природного урана ($g_{\text{нр}}$), топливная составляющая себестоимости электроэнергии (C_m), себестоимость электроэнергии (C), прибыль (P). Значения показателей эффективности топливоиспользования рассчитываются по известным формулам. Коэффициент использования установленной мощности

$$КИУМ = \frac{n \cdot T_{\text{эф}}}{n \cdot T_{\text{эф}} + (n-1) \cdot CP + KP}, \quad (1)$$

где $T_{\text{эф}}$ – эффективная среднегодовая кампания топлива при кратности перегрузки в топливном цикле n ; CP , KP – длительность средних и капитальных ремонтов.

Таблица 1

Укрупненная оценка преимуществ
интегрированного поглотителя на основе гадолиния (Gd)

Новые технические решения по топливу	Преимущества и укрупненные эффекты в топливных циклах
1. Существенно более высокие сечения поглощения Gd в составе твэг (тепловыделяющий элемент с Gd), чем ^{10}B в составе твэл (обычного). Сечение поглощения ^{10}B – 3837 барн, для Gd _{прир} – 49000 барн (для сравнения ^5U – 575 барн).	С помощью нового поглотителя можно компенсировать значительно большие начальные запасы реактивности на топливе, обеспечивая более длинные топливные кампании и более высокие КИУМ.
2. При топливе с твэг в начальный период эксплуатации после свежей загрузки потребные концентрации борной кислоты H_3BO_3 ($C_{\text{H}_3\text{BO}_3}$) – меньше, чем при обычном топливе.	а) более надежно обеспечиваются отрицательные значения т.к.р. по теплоносителю (температурного коэффициента реактивности) $\alpha_{\text{ткр}} = \partial \rho / \partial t_{\text{тепл}} = \partial \rho / \partial t_{(\text{H}_2\text{O} + \text{H}_3\text{BO}_3)}$. Повышается безопасность в первый период кампании; б) выход трития (Т) и активности по реакции (вероятность 85%) $^{10}_5\text{B} + n \rightarrow ^3\text{T} + ^4_2\text{He} + ^4_2\text{He}$, уменьшаются
3. Выемные борные стержневые выгорающие поглотители (СВП), применявшиеся ранее без замены в течение нескольких кампаний подряд, в новых топливных циклах отсутствуют.	а) упрощаются технологические операции во время перегрузки топлива; б) можно размещать свежие ТВС под некоторыми приводами СУЗ; в) повышается эффективность аварийной защиты на (5÷15)%.
4. Тепловыделяющие элементы на основе гадолиния дороже обычных твэл.	В ТВС всего несколько твэг, поэтому общее удорожание не выше 5%.

Формула для КИУМ иногда приводится в другом виде (менее точном)

$$\text{КИУМ} = \frac{T_{\text{эфф}} \cdot 100}{T_{\text{кал}} + T_n} + 0,5, \quad (2)$$

где $T_{\text{эфф}}$ – длительность топливного цикла в эффективных сутках; $T_{\text{кал}}$ – длительность топливного цикла в календарных сутках; T_n – длительность проведения ППР, календарные сутки.

Удельный расход природного урана определяется по зависимости

$$g_{\text{пр}} = \frac{G_x}{\bar{N} \cdot T_{\text{кал}}} \cdot \frac{x - x_{\text{отв}}}{x_{\text{пр}} - x_{\text{отв}}} = \frac{G_x}{N_n \cdot T_{\text{эфф}}} \cdot \frac{x - x_{\text{отв}}}{x_{\text{пр}} - x_{\text{отв}}}, \quad (3)$$

где G_x – расход урана за топливный цикл, кг; $\bar{N}$ – средняя тепловая мощность блока, МВт; N_n – номинальная тепловая мощность блока, МВт; x – обогащение топлива по ^5U , %; $x_{\text{отв}}$ – обогащение топлива в отвале, %; $x_{\text{пр}}$ – обогащение природного урана, %.

Топливную составляющую себестоимости электроэнергии в топливном цикле определим как отношение затрат на закупку свежего топлива к выработанной электроэнергии

$$C_m = \frac{S_m}{\bar{N} \cdot T_{\text{кал}} \cdot \text{КПД}} = \frac{S_m}{N_n \cdot T_{\text{эфф}} \cdot \text{КПД}}, \quad (4)$$

где S_m – затраты на свежее топливо в топливном цикле, руб/; КПД – коэффициент полезного действия блока, отн.ед.

Для определения себестоимости электроэнергии топливного цикла разделим затраты на производство электроэнергии (S) на четыре части (доли): S_m – доля затрат, связанная с закупкой свежего топлива; S_0 – с вывозом отработанного ядерного топлива; S_p – с проведением ППР (ремонтов); S_n^{zod} – постоянная составляющая эксплуатационных расходов энергоблока в год (к ней относятся затраты на оплату труда, амортизацию основных фондов, отчисления в отраслевые фонды, оплата некоторых налогов и т.д.).

Постоянная составляющая эксплуатационных расходов для топливного цикла определяется по формуле

$$S_n = \frac{S_n^{zod}}{365} (T_{кал} + T_n) . \quad (5)$$

Затраты на ремонт S_p в общем случае изменяются при переходе от одного топливного цикла к другому (удельные затраты на ремонт меняются даже при $S_p = idem$, поскольку в различных топливных циклах вырабатывается разное количество электроэнергии).

В удлинённых топливных циклах, к тому же при отсутствии стержневых выгорающих поглотителей (СВП) в ТВС, затраты, связанные с вывозом отработанного ядерного топлива, могут быть несколько иными из-за более разреженного во времени изъятия топлива из реактора. Оценка изменения этих затрат (S_0), как и S_n требует особого анализа [2].

Затраты для топливного цикла в целом

$$S = S_m + S_0 + S_p + S_n , \quad (6)$$

где S_n определяется по формуле (5), а удельные затраты для топливного цикла (себестоимость электроэнергии) будут определяться следующим образом:

$$C = \frac{S}{N \cdot T_{кал} \cdot КПД} = \frac{S}{N_n \cdot T_{эфф} \cdot КПД} = \frac{S_m + S_0 + S_p + S_n}{N_n \cdot T_{эфф} \cdot КПД} = C_m + C_0 + C_p + C_n . \quad (7)$$

Прибыль, получаемая за год от производства электроэнергии энергоблоком в некотором топливном цикле, может быть определена по формуле

$$P = (TR - C) \cdot W_{эл}^{zod} / 100 , \quad (8)$$

где $W_{эл}^{zod} = N_n \cdot T_{год} \cdot КПД \cdot КИУМ$; TR – усредненный тариф на выработанную электроэнергию, руб./кВт·ч; $T_{год}$ – календарная длительность года.

Следует отметить, что в ряде случаев в расчеты следует вводить принцип дисконтирования, одновременно учитывая темпы инфляции и эскалации цен. Это обязательно, например, в проектных расчетах длительных топливных циклов по статье затрат S_0 , так как вывоз отработавшего ядерного топлива – разовый процесс, периодичность которого связана, прежде всего, с длительностью хранения топлива (ОТВС) в бассейнах выдержки.

В ряде случаев для учета разновременности затрат по топливным циклам, в том числе длительным, можно использовать предложенные в [1, 2] зависимости.

Приведем несколько основных положений технико-экономического исследования новых (удлинённых) топливных циклов, в формулирование которых внесли вклад ВНИИАЭС, Росэнергоатом и другие организации:

– расчет экономических показателей эффективности топливоиспользования в сравниваемых топливных циклах возможно проводить как в абсолютных, так и в относительных единицах (если первое противоречит закону о коммерческой тайне); во втором случае эти показатели следует нормировать на соответствующее значение в исходном топливном цикле, который выбирается за базовый; за базовый на уровне 2006 г. можно выбрать, например, цикл с $T_{эфф}=355$ сут.;

– в анализе допустимо выделять только параметры топливного цикла, прямо или косвенно влияющие на его экономические показатели; другие параметры, также влияющие на

экономические показатели, но не относящиеся к топливному циклу, зафиксированы, неизменны и при расчете относительных величин их вклад можно считать пренебрежимо малым;

– для производителя электроэнергии более приемлемый критерий максимум совокупной прибыли, а не максимум прибыли на единицу продукции. Если при росте выработки электроэнергии на АЭС, осредненной за год, что признано сегодня важнейшей для АЭС России задачей, совокупная прибыль энергопредприятия перестает увеличиваться, или даже падает, то возникает дисбаланс экономических интересов государства и предприятия. Восстановить баланс можно правильной тарифной политикой для таких АЭС – ростом покупной цены на электроэнергию до уровня, позволяющего перекрывать за счет объема продаж электроэнергии по данной цене растущие собственные издержки на единицу продукции (себестоимость);

– при переходе к новым удлиненным топливным циклам возможны случаи, когда а) выработка в расчете на год и КИУМ – растут, но себестоимость также растет; б) выработка в расчете на год и КИУМ растут, а себестоимость снижается, и при продлении кампании – в) выработка в расчете на год и КИУМ растут до определенного предела, затем начинают снижаться, себестоимость сначала падает, достигая минимума, затем растет;

– в случае б) эффективность перехода к удлиненным и новым циклам доказательна для АЭС абсолютно и внутристанционный эффект может складываться с системным и общегосударственным, хотя по системному эффекту могут быть некоторые отрицательные составляющие, например, в дополнительный резерв мощности для обеспечения заданной (неизменной) надежности электроснабжения;

– поскольку общегосударственный эффект должен присутствовать и в случае а) эффективность перехода для АЭС существует в этом случае только при некоторых тарифах $TR \geq TR_{пред}^*$;

– в случае в) эффективность продления кампаний для АЭС в повторяющемся стационарном режиме доказательна только в относительно небольшом диапазоне календарного времени (в основном из-за снижения мощности блока, падения КПД и меньшего темпа выгорания загрузки, предназначенной к изъятию из зоны). Однако в ряде случаев системные факторы: дефицит мощностей в регионе, отсутствие свободной «ремонтной полки» и другие могут привести к увеличению оптимального времени продления.

Из этих концептуальных положений вытекает и круг задач технико-экономического обоснования новых топливных циклов.

Напомним основные проектные условия эксплуатации реакторов ВВЭР-1000:

– предусмотрена частичная перегрузка а.з. на остановленном реакторе каждый ППР после очередной реакторной кампании, при этом количество свежих ТВС, устанавливаемых в а.з., в точности соответствует количеству выгружаемых ОТВС;

– списание свежего ядерного топлива, загружаемого в ВВЭР-1000 после окончания очередной реакторной кампании в период установившегося цикла перегрузок АЭС, следует производить пропорционально количеству отработанных энергоблоком эффективных суток в течение всего периода текущей кампании;

– списание элементов и узлов систем управления, защиты и контроля активных зон АЭС с ВВЭР производится аналогично принятому порядку списания топлива;

– по диспетчерским ограничениям либо иным причинам дата окончания кампании может сдвигаться на несколько суток в сторону как увеличения, так и уменьшения ее продолжительности от расчетного значения. В этом случае должна проводиться корректировка темпа списания.

Сказанное обосновывает необходимость прогнозной (наряду с текущей) стоимости топлива различных обогащений по ^5U , а также всех других необходимых элементов частичных загрузок. Подобная работа выполнена для ряда обогащений на основании методических предпосылок [1] с корректировкой результатов на реальные стоимости поставившихся на АЭС топлива и с учетом инфляционных процессов. Такой подход позволяет рассчитывать эффективность перехода к длительным топливным циклам.

В качестве примера ниже в табл. 2 приведен фрагмент расчетов эффективности перехода к новым циклам только по топливной составляющей себестоимости (уровень цен 2000 г.). Как видно из табл. 2, топливная составляющая при удлинении циклов растет. Эта тенденция обусловлена, с одной стороны, ростом массы ${}^5\text{U}$ в загрузках 1→2→3→4, и, соответственно, затрат в обогащение. Но, с другой стороны, сказываются и малая номенклатура применявшихся ранее обогащений топлива, а также возможная неоптимальность первых расчетов длинных топливных загрузок. Показано, что при отношении отпускного тарифа к себестоимости $\text{TR}/Z_{\text{т}} > 2,5$ наблюдается устойчивый рост прибыли во всем исследованном диапазоне роста эффективной кампании проектируемых длительных топливных циклов.

Таблица 2

Характеристики «базового» и удлиненных топливных циклов

Вариант топливного цикла	Обогащение, в %					Затраты, млн. руб.	Зт, млн. руб./эф. сут.	Зт, руб./кВт·ч
	1,6	3,5	3,9	4,05	4,28			
«базовый»								
1. $T_{\text{эф}} = 288,0$	1	12	36	12	12	275,40	0,9552	0,0398
удлиненные:								
2. $T_{\text{эф}} = 325,5$	1	0	54	0	0	320,26	0,9840	0,0410
3. $T_{\text{эф}} = 364,1$	1	0	0	0	60	390,70	1,0730	0,0447
4. $T_{\text{эф}} = 440,0$	1	0	81	0	0	490,16	1,1140	0,0464

За рамками рассмотрения настоящей статьи остаются вопросы оценки затрат на хранение и вывоз отработавшего топлива, ремонтных издержек и постоянных (зарплатной и других) составляющих себестоимости, а также прибыли АЭС. Для решения этих вопросов, в особенности оценки изменений затрат в проведение ремонтов, в том числе в нормативно планируемые сегодня сокращенные сроки, нужны дополнительные усилия. При этом, конечно, должны быть учтены практические результаты затрат в проведение нескольких сокращенных ремонтов после длительных топливных кампаний.

ЛИТЕРАТУРА

1. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов атомных электростанций / Минатомэнерго. 1966.
2. Техничко-экономические оценки эффективности модернизации поглощающих элементов активной зоны ВВЭР-1000 / В.А. Хрусталева, А.И. Осадчий, В.В. Тебин, В.Г. Артемьев // Вопросы совершенствования региональных энергетических систем и комплексов: сб. науч. тр. Саратов, 1999. С. 31-35.
3. Михальчук А.В. Сравнительная оценка способов повышения КИУМ энергоблоков АЭС с реакторами ВВЭР-1000/ А.И. Ермолаев, А.В. Михальчук // Проблемы совершенствования топливно-энергетического комплекса: сб. науч. тр. Вып. 1. Общенаучные вопросы. Саратов: Изд-во Саратов. ун-та, 2001. С. 115-122.

Ульянова Марина Викторовна –
заместитель директора филиала ФГУП концерн «Росэнергоатом» «Балаковская АЭС»

Хрусталева Владимир Александрович –
доктор технических наук, профессор кафедры «Тепловые электрические станции»
Саратовского государственного технического университета

Поступила в редакцию 25 августа 2006 г.

Принята к публикации 16 октября 2006 г.

М.С. Доронин, Е.А. Ларин, В.Ф. Черников

ФОРМИРОВАНИЕ И РАСШИРЕНИЕ РЫНКОВ СБЫТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ БАЛАКОВСКОЙ АЭС

Изложены концептуальные вопросы повышения эффективности атомной энергетики путем использования мощности и электроэнергии АЭС в системах транспорта и подземного хранения природного газа.

M. Doronin, E. Larin, V. Chernikov

FORMING AND EXPANDING POWER SUPPLY MARKETS BY BALAKOVO NPP

Conceptual issues of nuclear energy effectiveness enhancement by using NPP capacity and energy in the systems of transportation and underground storage of natural gas are stated.

ООО «Югтрансгаз» является одним из крупнейших структурных подразделений среди дочерних обществ ОАО «Газпром». Основными направлениями его деятельности являются транспорт и подземное хранение газа, обеспечение безопасной эксплуатации магистральных газопроводов, газопроводов-отводов, газораспределительных станций. В ООО «Югтрансгаз» эксплуатируется более 5000 км магистральных газопроводов и свыше 2000 км газопроводов-отводов. Менее половины трубопроводов (47,5%) состоят из труб диаметром 1020 мм и более, почти третья часть имеют диаметр 426 мм и менее. Геометрический объем магистральных газопроводов предприятия составляет 4,29 млн. м³, а запас газа в системе газопроводов при температуре 295 К, атмосферном давлении 0,1013 МПа и коэффициенте сжимаемости газа 0,887 достигает 284,2 млн. м³.

В составе ООО «Югтрансгаз» имеется 35 газотурбинных и электроприводных цехов, 223 газоперекачивающих агрегата суммарной установленной мощностью 1530 МВт. На компрессорных станциях установлено 12 типов ГПА. В магистральном транспорте газа задействовано 28 КЦ со 171 ГПА суммарной мощностью 1180 МВт, а в подземном хранении – 7 КЦ с 52 ГПА суммарной мощностью 350 МВт. Преобладающими типами газоперекачивающих агрегатов являются ГПА-Ц-6,3, ГТ-750-6 и ГТК-10, на долю которых приходится около 50% всего парка ГПА. Особенностью парка ГПА ООО «Югтрансгаз» является наличие 23% электроприводных ГПА.

Суммарное потребление газа на собственные технологические нужды и потери ООО «Югтрансгаз» не превышают 0,75% общего поступления природного газа в газотранспортную систему. Доля **топливного газа** для компримирования в структуре потребления газа на собственные технологические нужды и потери составляет 60%. КС Елшанка, Степное и Сторожовка относятся к системе хранения газа и потребляют до 25% всего топливного газа.

Особенностью режима потребления природного газа на собственные нужды газотранспортной системы ООО «Югтрансгаз» является наличие летнего максимума. Для линейных компрессорных станций характерно традиционное летнее снижение расхода топливного газа на 30-40%, обусловленное уменьшением величины компримируемого газа. Однако существенное (в три раза) летнее повышение расхода топливного газа на КС системы ПХГ определяет сезонную неравномерность расхода природного газа на собственные нужды ООО

«Югтрансгаз». Увеличение общего расхода топливного газа по ООО «Югтрансгаз» в период закачки в подземные хранилища в мае – июле в среднем составляет около 30% по отношению к периоду с августа по апрель.

Для оценки энергетической эффективности системы транспорта природного газа ООО «Югтрансгаз» использованы удельные показатели, которые характеризуют эффективность всей ГТС с учетом энергетической взаимозависимости входящих в нее объектов. Они учитывают технический уровень и техническое состояние объектов, входящих в систему, а также режим их совместной работы (энергетический вклад каждого объекта в работу системы). Из числа показателей энергетической эффективности газотранспортной системы (ГТС) для анализа расхода природного газа на собственные технологические нужды ООО «Югтрансгаз» использован удельный расход топливного газа на единицу товаротранспортной работы (ТТР) и эквивалентной ТТР (ЭТТР). Расчет ТТР является традиционной процедурой, т.к. это основной показатель производственной деятельности газотранспортных предприятий, представляющий собой произведение количества перемещенного газа на длину трубопровода, по которому газ перемещался. ТТР производится любым газотранспортным предприятием, даже если оно не имеет ни одной КС (например, «Астраханьтрансгаз»). То есть этот показатель не содержит в себе энергетическую характеристику ГТС. В то же время ЭТТР характеризует соотношение энергетических потенциалов потоков газа в ГТС. В общем виде для одностороннего газопровода, имеющего N компрессорных станций, I притоков и J отборов газа, ЭТТР за расчетный период определяется по формуле

$$\begin{aligned} A_{\text{ЭТТР}}^{\text{ГТС}} = & c \cdot \left[P_{\text{вх}}^2 \cdot Q_{\text{вх}} - P_{\text{вых}}^2 \cdot Q_{\text{вых}} + \sum_{i=1}^I P_{\text{нр}i}^2 \cdot Q_{\text{нр}i} - \sum_{j=1}^J P_{\text{отб}j}^2 \cdot Q_{\text{отб}j} \right] + \\ & + c_1 \cdot \sum_{n=1}^N \frac{1}{Z_{1\text{КС}n} \cdot T_{1\text{КС}n}} \cdot (P_{2\text{КС}n}^2 - P_{1\text{КС}n}^2) \cdot Q_{\text{КС}n} \cdot \nu_{\text{КС}n} - c \cdot \sum_{n=1}^N P_{1\text{КС}n}^2 \cdot q_{\text{сн}n} = \\ & = A_{\text{вх}} + A_{\text{вых}} + A_{\text{нр}}^I + A_{\text{отб}}^J + A_{\text{КС}}^N + A_{\text{сн}}^N \end{aligned}$$

где $P_{\text{вх}}$, $Q_{\text{вх}}$ – соответственно давление и количество газа, поступающего в начало газопровода; $P_{\text{вых}}$, $Q_{\text{вых}}$ – соответственно давление и отбор газа в конце газопровода; $P_{\text{нр}i}$, $Q_{\text{нр}i}$ – соответственно давление газа в точке i -го путевого притока и его количество; $P_{\text{отб}j}$, $Q_{\text{отб}j}$ – соответственно, давление газа в точке j -го путевого отбора и его количество; $P_{1\text{КС}n}$, $P_{2\text{КС}n}$, $Q_{\text{КС}n}$ – соответственно давление газа на выходе и входе n -й КС и ее производительность;

$A_{\text{вх}} = c \cdot P_{\text{вх}}^2 \cdot Q_{\text{вх}}$ – часть ЭТТР, соответствующая энергетическому потенциалу, полученному в начале газопровода (от газодобывающего или газотранспортного предприятия);

$A_{\text{вых}} = c \cdot P_{\text{вых}}^2 \cdot Q_{\text{вых}}$ – часть ЭТТР, соответствующая энергетическому потенциалу, отдаваемому следующему газопроводу (газотранспортному предприятию); $A_{\text{нр}}^I = c \cdot \sum_{i=1}^I P_{\text{нр}i}^2 \cdot Q_{\text{нр}i}$ – часть

ЭТТР, соответствующая энергетическому потенциалу, получаемому с путевыми поступлениями газа; $A_{\text{отб}}^J = c \cdot \sum_{j=1}^J P_{\text{отб}j}^2 \cdot Q_{\text{отб}j}$ – часть ЭТТР, соответствующая энергетическому потенциалу, отдаваемому с путевыми отборами газа (потребители, межсистемные перетоки);

$A_{\text{КС}}^N = c_1 \cdot \sum_{n=1}^N \frac{1}{Z_{\text{КС}n} \cdot T_{\text{КС}n}} \cdot (P_{2\text{КС}n}^2 - P_{1\text{КС}n}^2) \cdot Q_{\text{КС}n} \cdot \nu_{\text{КС}n}$ – часть ЭТТР, соответствующая энергетическому

вкладу компрессорных станций рассматриваемого газопровода; $A_{\text{сн}}^N = c \cdot \sum_{n=1}^N P_{1\text{КС}n}^2 \cdot q_{\text{сн}n}$ – часть

ЭТТР, соответствующая энергетическому потенциалу, отдаваемому с газом собственных нужд КС. Размерности величин: поступления, отборы газа, производительность КС, расход

газа на собственные технологические нужды КС – млн. м³/сут.; давление газа – кгс/см²; $C = 62,865 \cdot 10^{-2}$, $C_1 = 162,95$.

На рис. 1 изображена принципиальная схема участка газопровода с одной компрессорной станцией.

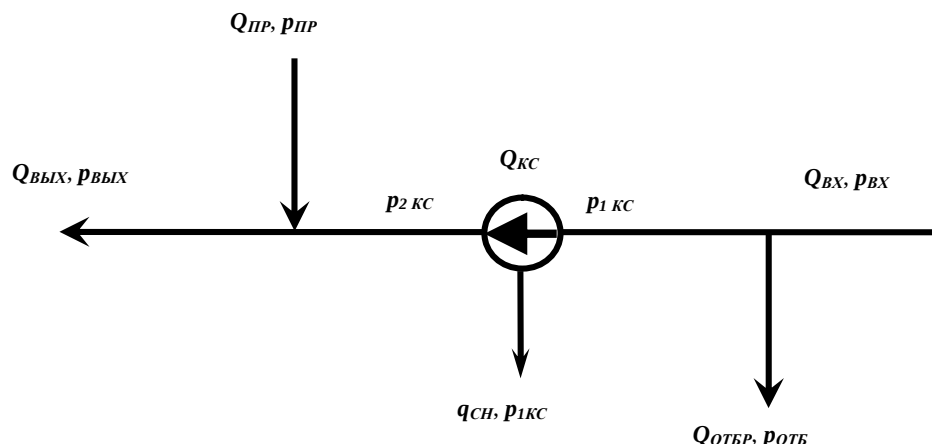


Рис. 1. Принципиальная схема участка газопровода с одной компрессорной станцией

Предварительный анализ расчетов, выполненных по приведенной зависимости для ООО «Югтрансгаз», показывает, что основной составляющей ЭТТР крупной газотранспортной системы является энергетический потенциал, создаваемый компрессорными станциями $A_{КС}^N$. Энергетический потенциал, отдаваемый с газом собственным нужам компрессорных станций $A_{СН}^N$ и потребителям $A_{отб}^J$, составляет величину, не оказывающую существенного влияния на результаты расчета.

В табл. 1 представлены результаты расчета эквивалентной товарно-транспортной работы газотранспортной системы ООО «Югтрансгаз» для КЦ и КС с газотурбинным приводом. Из таблицы видно, что изменение ЭТТР в течение года имеет неравномерный характер: с апреля по август ЭТТР резко возрастает. Причиной такой неравномерности является существенный рост ЭТТР на КС, обслуживающих ПХГ и работающих в этот период на закачку газа.

Таблица 1

Результаты расчета ЭТТР по КС ООО «Югтрансгаз», млн. м³ км

КС	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Ал. Гай	3277	3915	3661	2751	2369	1562	1633	1637	1580	2976	3401	4501
Мокроус	26,2	0	0	0	27,4	4,6	30,7	49,8	22,2	121	29,9	0
Приволжская	0	0	0	218	264	0	0	0	0	0	0	0
Балашов	530	344	742	809	860	635	701	769	909	959	750	755
Екатериновка	478	0	0	558	680	505	677	724	821	831	550	142
Башмаково	265	491	172	0	0	0	0	0	308	0	90,4	0
Мещера	0	0	0	0	0	0	0	0	119	0	0	0
Петровск	352	300	260	0	0	0	27,6	5,8	0	0	310	358
Сторожовка	0,0	370	445	67,1	105	531	864	685	142	0	0	0
Елшанка	0	0	0	0	513	836	1727	1678	11,9	89,0	0	0
Степное	0	0	0	4342	11297	6557	2189	1560	561	0	0	0

Анализ результатов расчета ЭТТР за несколько лет показывает улучшение энергетической эффективности газотранспортной системы ООО «Югтрансгаз». Основной показатель – удельный расход топливного газа на единицу ЭТТР за рассмотренный период по фактическому расходу ТЭР снизился на 14,4%, что свидетельствует о повышении энергетической эффективности эксплуатации основного газотурбинного оборудования ООО «Югтрансгаз».

Ряд компрессорных станций предприятия имеет в своем составе наряду с газотурбинными цехами цехи с электроприводными ГПА. В процессе энергетического обследования ООО «Югтрансгаз» проведен сопоставительный анализ энергетической эффективности КЦ одной из компрессорных станций с различными типами приводов нагнетателей (табл. 2).

Таблица 2

Характеристики ГПА

Тип			Количество агрегатов	Номинальная мощность ГПА, кВт
ГПА	нагнетателя	двигателя		
ГПА-Ц-6,3	Н-196-1,45	НК-12СТ-02	7	6300
СТД-12500	370-18-2	СТД-12500	8	10000

В качестве показателей энергетической эффективности выбраны КПД компрессорных цехов. Исходные данные и результаты расчетов представлены в табл. 3 и 4, из которых видно, что КПД компрессорного цеха с газотурбинным приводом существенно ниже, чем КПД КЦ с электроприводными ГПА. Сделанный вывод основан на объективных фактических эксплуатационных показателях энергетической эффективности. Однако при выборе типа ГПА необходим системный подход, заключающийся в данном случае в учете реальных условий работы системы транспорта газа. Среди них главными являются:

- режимы работы газопроводов в годовом, сезонном, недельном и суточном разрезах;
- технико-экономические показатели сравниваемых типов ГПА (капитальные затраты на строительство или реконструкцию, сроки строительства или реконструкции, тепловая, топливная или энергетическая экономичность с учетом изменения ее на нерасчетных режимах и др.);
- текущие издержки на эксплуатацию и поддержание работоспособного состояния ГПА;
- надежность работы различных типов ГПА;
- экологическое воздействие на окружающую среду.

Главными факторами, определившими преобладание доли газотурбинного привода ГПА в системах транспорта газа, являются его преимущества, которые сводятся к следующему:

- независимость КС от крупного внешнего источника электроснабжения;
- относительно низкие капитальные вложения в строительство газотурбоприводных ГПА;
- возможности использования транспортируемого природного газа для сжигания в камерах сгорания газотурбинных установок (ГТУ);
- большой регулировочный диапазон газотурбинного привода нагнетателей.

Вместе с тем газотурбинный привод центробежных нагнетателей (ЦН) имеет ряд существенных недостатков. Это, в первую очередь, низкий КПД ГТУ, составляющий в реальных условиях эксплуатации 20-22% вместо проектных 26-27%, экологическое загрязнение окружающей среды оксидами азота и углекислым газом, что является серьезным препятствием к применению газотурбинного привода. Кроме того, мощность и КПД газотурбинного привода существенно зависят от температуры наружного воздуха, что ведет к снижению экономических показателей этого типа привода в летний период времени.

Электроприводные ГПА, лишённые указанных недостатков, выполняются в настоящее время нерегулируемыми по частоте вращения, хотя фактически приводы с синхронными электродвигателями (СД) оснащаются системами автоматического регулирования возбуждением.

Таблица 3

Исходные данные и результаты расчета КПД компрессорного цеха с газотурбинным приводом

Показатель	Единица измерения	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Объем компримируемого газа	млн. м ³	1231	1134	1277	1242	1221	687	1119	941	675	1203	1227	1199
Давление газа на входе в КЦ	МПа	4,02	4,05	4,18	4,35	4,21	4,42	4,37	4,57	4,35	4,23	4,2	4,31
Давление газа на выходе из КЦ	МПа	5,03	5,09	5,23	5,33	5,18	5,33	5,28	5,38	5,23	5,23	5,22	5,23
Температура газа на входе в КЦ	°С	6,2	4,80	4,3	6,3	9	13,6	15,4	16,5	17,2	16	14,2	9,8
Температура газа на выходе из КЦ	°С	27,5	27,4	26,8	25,4	28,4	19,1	34,7	30,7	33,0	31,8	26,8	23,2
Температура воздуха фактическая	°С	-4,2	-4,6	-2,7	9,4	12,0	21,3	24,2	19,3	13,0	7,4	-5,6	-2,0
Политропная работа сжатия КЦ	млн. кВт·ч	6,798	6,347	6,971	6,164	6,285	3,258	5,385	3,912	3,198	6,546	6,794	5,759
Потребность в топливном газе	тыс. т у.т.	5,317	4,972	5,543	5,034	5,247	2,751	4,569	3,307	2,664	5,345	5,440	4,540
КПД КЦ с ГТ приводом	–	0,157	0,157	0,155	0,151	0,147	0,146	0,145	0,145	0,148	0,151	0,154	0,156

Таблица 4

Исходные данные и результаты расчета КПД компрессорного цеха с электрическим приводом

Показатель	Единица измерения	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Объем компримируемого газа	млн. м ³	2418	2325	2523	2199	2229	2145	2160	2146	1805	2294	2208	2297
Давление газа на входе в КЦ	МПа	5,53	5,78	5,74	5,83	5,72	5,75	5,84	5,86	5,76	5,87	5,73	5,68
Давление газа на выходе из КЦ	МПа	6,47	6,84	6,79	7,08	6,88	6,87	6,94	6,98	6,90	7,02	6,88	6,84
Температура газа на входе в КЦ	°С	26,9	26,0	25,5	22,3	24,6	28,1	28,9	29,4	27,9	28,0	24,6	22,6
Температура газа на выходе из КЦ	°С	38,6	38,5	38,7	37,1	39,0	41,6	41,9	41,9	40,6	41,8	38,2	36,2
Политропная работа сжатия КЦ	млн. кВт·ч	9,956	10,202	11,027	10,968	10,690	10,070	9,848	9,942	8,588	10,803	10,485	10,990
Потребление электроэнергии	млн. кВт·ч	14,414	14,978	14,842	14,487	13,359	13,887	12,703	13,445	9,640	13,700	14,029	13,934
КПД КЦ с электроприводом	–	0,691	0,681	0,743	0,757	0,800	0,725	0,775	0,739	0,891	0,789	0,747	0,789

Оценка эффективности какого-либо типа привода проводится за весь срок жизненного цикла с учетом всех особенностей. Для предварительной оценки в табл. 5 приведены некоторые показатели газотурбинного и электрического привода ЦН КС.

Большой комплекс исследований по выбору типа привода нагнетателей КС МГ выполнен фирмой АВВ. В табл. 6 приведены данные о годовых затратах, отнесенных на единицу мощности, на техническое обслуживание и планово-предупредительные ремонты (ППР) четырех типов приводов ЦН мощностью до 16-25 МВт.

Таблица 5

Сравнительная эффективность газотурбинного и электропривода КС

Показатель эффективности	Электропривод		Газотурбинный привод ЦН
	быстроходный	с редуктором	
Условия энергоснабжения	Большое преимущество в тех местах, где можно получать дешевую электроэнергию от АЭС, ГЭС или ТЭЦ		Преимущества в местах, где существует дефицит электроэнергии, т.е. в местах добычи и переработки
Категория электроприемников	Относится к электроприемникам, для которых необходимо принятие специальных мер с целью обеспечения электроэнергией от двух независимых резервирующих источников питания		Полностью исключается необходимость в подаче электроэнергии, благодаря использованию газа, транспортируемого по магистральному газопроводу
КПД по использованию энергоресурсов	Общий КПД, включая электростанцию, систему передачи и преобразования электроэнергии, равен 36-37%	Потери в редукторе снижают общий КПД электропривода примерно на 2% по сравнению с электроприводом на основе быстроходного электродвигателя	КПД = 26 ... 28% КПД = 32% имеет авиапривод
Расход транспортируемого газа	Отсутствует, что позволяет беречь полезный и ценный природный продукт		В качестве топлива используется газ, транспортируемый по магистральному газопроводу, что приводит к необходимости использования дополнительных ГПА для подачи заданного количества газа потребителю
Первоначальная стоимость	100%		145%
Показатели надежности	Средняя наработка на отказ 30 мес.	Средняя наработка на отказ 50 мес. без учета редуктора	Из-за относительно низкой надежности по сравнению с электроприводом может быть необходимо предусмотреть большее число резервных ГПА
Срок службы привода, лет	15-20	15-20 без учета редуктора	10
Затраты на техобслуживание и текущий ремонт	Газотурбинный привод требует существенно больших затрат на техобслуживание и ремонт по сравнению с электроприводом из-за необходимости частой смены ухудшенных или разрушенных двигателей. Например, камера сгорания должна заменяться как минимум 1 раз в год		

Таблица 6

Удельные годовые затраты на техническое обслуживание
и профилактический ремонт различных типов приводов ЦН

Привод ЦН	Удельные годовые затраты, \$/л.с.·год
С газовым двигателем	65 – 100
С газовой турбиной	30 – 40
С паровой турбиной	30 – 40
Электропривод	7 – 10

Из табл. 6 следует, что по затратам на техническое обслуживание и профилактический ремонт электропривод имеет существенные преимущества, однако эти затраты составляют незначительную долю общих. Поэтому для корректного сравнения типов приводов необходим учет издержек на потребляемый газ и электроэнергию. Основными факторами при выборе типа привода являются:

- наличие источника электроэнергии с возможностью обеспечить электроэнергией от двух независимых взаиморезервирующих центров питания;
- показатели надежности и соответствующие ущербы от ненадежности;
- учет экологического влияния.

Сравнительный анализ показателей надежности, проведенный фирмой АВВ, указывает на существенное преимущество электропривода. Так, в частности для электропривода по схеме с вентильным двигателем наработка на отказ составляет не менее 40000 ч при среднем времени в аварийном простое 4 ч. При этом коэффициент готовности такого электропривода составляет 0,999, а вероятность безотказной работы за период календарного года не ниже 0,8. Сравнение проведено при условии равных значений показателей надежности и равном сроке службы ГПА. При этом показано, что определяющим фактором является соотношение стоимостей электроэнергии и газа. Зона эффективности электропривода лежит в области высоких стоимостей газа и низких стоимостей электроэнергии. При КПД ГТУ 33%, что характерно для современных типов ГТУ с температурой перед турбиной не ниже 1200°C, цена 10000 ВТУ* газа должна быть не более, чем 100 кВт·ч электроэнергии, т.е. стоимость не должна быть более 1,5\$. В противном случае экономически более выгодно применение электропривода. Замена электропривода на газовую турбину должна производиться только примерно при одной трети стоимости теплового эквивалента газа, т.е. при стоимости 1,5\$ за 1 млн. ВТУ или 45-55 \$/1000 м³ (по курсу доллара на 2006 год в рублях это составит 1200-1400 руб./1000 м³). В 2006 году стоимость газа, используемого на собственные технологические нужды для КС, расположенных в VIII-XI ценовых поясах, согласно приказу ФСТ № 524-э/1 достигла 1200-1300 руб./1000 м³.

Начиная с 1 августа 2006 года на оптовом рынке электроэнергии РФ вводится система регулируемых договоров (РД) между поставщиками и потребителями электроэнергии – субъектами оптового рынка. Каждый покупатель будет заключать пакет РД с поставщиками, который формируется таким образом, чтобы обеспечить цену покупки электроэнергии (мощности) на уровне цены, определенной для данного покупателя Федеральной службой по тарифам. Покупателям в новом рынке предоставляется право уменьшить объемы, покупаемые ими по РД, не более чем на 15%, и с условием, что такое уменьшение осуществляется по всему пакету заключенных покупателем РД.

Не покрытые РД объемы электроэнергии будут торговаться по свободным нерегулируемым ценам двумя способами: по свободным двусторонним договорам (СДД) и на рынке «на сутки вперед» (РСВ). В рамках СДД участники рынка сами определяют контрагентов,

* ВТУ (British Thermal Unit) – британская тепловая единица, равная 0,253 ккал.

цены и объемы поставки. Основой РСВ является проводимый НП «АТС» конкурентный отбор ценовых заявок поставщиков и покупателей за сутки до реальной поставки электроэнергии с определением часовых равновесных узловых цен и объемов поставки. Если происходит отклонение от запланированных за сутки вперед объемов поставки, участники покупают или продают их на балансирующем рынке.

Предприятия магистрального транспорта, имеющие непрерывный характер потребления электроэнергии и статус субъекта оптового рынка, могут эффективно участвовать в его работе на изложенных выше условиях, приобретая энергию у генерирующих установок, которые в силу своих технологических особенностей также требуют стабильного и непрерывного режима работы (например, АЭС). Кроме того, взаимодействие на двусторонней основе предприятий магистрального транспорта с АЭС позволит эффективно использовать их мощность в летний период для нужд закачки природного газа в подземные хранилища, исключая сезонную разгрузку АЭС. Таким образом, тарифное преимущество АЭС перед станциями на органическом топливе (примерно в 1,5-1,7 раза), отсутствие зависимости стоимости электроэнергии АЭС от цены на газ при одновременном росте стоимости газа используемого на собственные технологические нужды магистрального транспорта, объективно способствует расширению масштабов использования электропривода ЦН в магистральном транспорте и подземном хранении природного газа.

Применение в экономически целесообразных масштабах автоматизированного электропривода ЦН, созданного на основе передовых технических решений, соответствующих современному мировому уровню и технологии производства ведущих зарубежных фирм, позволит повысить эффективность систем транспорта газа и обеспечить необходимую конкурентоспособность природного газа на внутреннем и внешнем рынках.

Эффективность применения регулируемого электропривода по сравнению с нерегулируемым показем на примере проекта замены одного нерегулируемого электродвигателя ЭГПА на регулируемый КРЭП-6300 и последующего строительства высокооборотного регулируемого ЭГПА на Песчано-Уметской СПХГ.

На рис. 2 приведена принципиальная расчетная технологическая схема КС Песчано-Уметской СПХГ, включающая как нерегулируемые, так и регулируемые ГПА.

Расчет энергетических затрат проводится для двух сравниваемых вариантов технологической схемы компримирования газа:

Нерегулируемые ЭГПА-Ц-6,3 (6 шт.) и технологические эжекторы (существующая схема).

Нерегулируемые ЭГПА-Ц-6,3 (5 шт.) плюс один регулируемый КРЭП-6300 и технологические эжекторы.

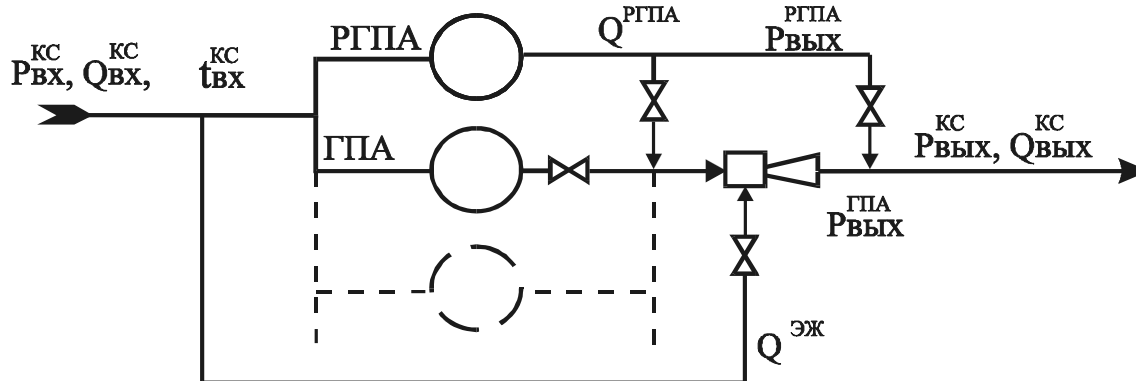


Рис. 2. Принципиальная расчетная технологическая схема КС Песчано-Уметской СПХГ

Анализ результатов расчетов показывает, что по сравнению с существующей технологической схемой заправки использование одного регулируемого электропривода ГПА обеспечивает экономию потребления электроэнергии около 14-17%. Проведенные оптимизационно-расчетные исследования показали, что использование еще одного регулируемого электропривода в схеме заправки сокращает электропотребление еще на 6-7%. Наибольшая экономия электроэнергии достигается в начальный период заправки (около 10 дней), когда ввиду малого перепада давлений используется схема работы РГПА через эжекторы, и в течение последующих 40-45 дней, пока давление на выходе ПХГ не поднимется до уровня 9,0-10,0 МПа.

В табл. 7 приведены результаты оптимизационных расчетов по режимам работы технологического оборудования КС в сравниваемых вариантах.

Таблица 7

Энергетические показатели работы КС ПУ СПХГ в сравниваемых вариантах

Показатели	Варианты		
	НГПА + эжекторы	РГПА+НГПА + эжекторы	2·РГПА+НГПА + эжекторы
Период заправки, сут.	108		
Объем закачанного газа, млрд. м ³	1,332		
Потребление электроэнергии, МВт·ч	47324,6	39326,7	35966,7
Средняя мощность агрегатов за период заправки, МВт	5,2	4,7	4,3
Удельное потребление электроэнергии в период заправки, кВт·ч/1000 м ³	35,53	29,52	27,00

Количественная оценка эффективности проекта реконструкции КС ПУ СПХГ выполнена на основе сопоставления инвестиций и текущих издержек эксплуатации с экономией затрат на потребляемую электроэнергию.

В затратную часть проекта вошли:

- затраты на проведение НИР и ОКР по созданию КРЭП-6300;
- стоимость КРЭП-6300;
- стоимость СМР;
- текущие издержки по эксплуатации КРЭП-6300.

Доходная часть формируется экономией затрат на покупную электроэнергию и доходными статьями операционной деятельности.

Стоимость КРЭП-6300 определена по данным ОАО «Привод» и составляет 12,5 млн. руб. Строительно-монтажные работы составляют 42% от стоимости оборудования.

Величина амортизационных отчислений принята на основе структуры затрат на закупку оборудования, строительно-монтажных работ и срока полезного использования оборудования, определенного по декларированному ресурсу оборудования, при норме амортизации, равной 5,77%. Годовая стоимость регламентных работ (по данным ВНИПИТрансгаз) для электроприводных ГПА составляет 3,6% от стоимости оборудования.

Динамика величины тарифов на электрическую энергию принята по данным «Энергетической стратегии России на период до 2020 года» и на начало операционной деятельности принята в размере 0,72-0,80 коп/кВт·ч.

Результаты расчетов сравнительной экономической эффективности проекта реконструкции КС ПУ СПХГ представлены в табл. 8.

Таблица 8

Сводные данные расчетов сравнительной эффективности реконструкции КС ПУ СПХГ

Характеристика варианта проекта и исходные данные	Показатели эффективности		
	ЧДД, млн. руб.	ВНД, %	СО, лет
Замена одного ЭГПА–Ц-6,3 на КРЭП-6300. $K_{\text{КРЭП}} = 12500$ тыс.руб.; $T_{\text{Э}} = 0,72$ руб/кВт.ч	76,3	34	3,5
Замена одного ЭГПА–Ц-6,3 на КРЭП-6300. $K_{\text{КРЭП}} = 13750$ тыс.руб.; $T_{\text{Э}} = 0,72$ руб/кВт.ч	73,2	31	3,8
Замена одного ЭГПА–Ц-6,3 на КРЭП-6300. $K_{\text{КРЭП}} = 12550$ тыс.руб.; $T_{\text{Э}} = 0,80$ руб/кВт.ч	88,4	37	3,2
Замена одного ЭГПА – Ц-6,3 на КРЭП-6300. Установка быстрого регулируемого электропривода $K_{\text{КРЭП}} = 12550$ тыс.руб.; $K_{\text{БКРЭП}} = 14423$ тыс. руб $T_{\text{Э}} = 0,72$ руб/кВт.ч	82,2	25	5,5

Анализ полученных результатов показывает, что эффективность проекта существенно зависит от величины экономии электроэнергии. В целом же в реальном диапазоне исходных режимных и технико-экономических показателей проекта срок окупаемости инвестиций находится в пределах 3,2-4,2 года.

Доронин Михаил Сергеевич –

кандидат технических наук, доцент кафедры «Тепловые электрические станции»
Саратовского государственного технического университета

Ларин Евгений Александрович –

кандидат технических наук, профессор кафедры «Теплоэнергетика»
Саратовского государственного технического университета

Черников Владимир Федорович –

заместитель генерального директора ООО «Югтрансгаз»

Поступила в редакцию 11 сентября 2006 г.

Принята к публикации 16 октября 2006 г.

УДК 621.039

М.С. Доронин, В.А. Кайль, Г.С. Котляренко

ФОРМИРОВАНИЕ ТРЕБОВАНИЙ К ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННЫМ ИСТОЧНИКАМ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ В УСЛОВИЯХ РОСТА ДОЛИ АЭС НА РЫНКАХ ЭНЕРГИИ И ОГРАНИЧЕНИЙ ПОСТАВОК ПРИРОДНОГО ГАЗА В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКУ

Изложены методические положения формирования системных требований к источникам децентрализованного теплоэнергоснабжения в энергосистемах с большой долей выработки электроэнергии на АЭС.

M. Doronin, V. Kayl, G. Kotlyarenko

FORMING REQUIREMENTS FOR DECENTRALIZED SOURCES OF POWER SUPPLY UNDER CONDITION OF NPP ENERGY GENERATION SECTOR GROWTH AND NATURAL GAS SUPPLY LIMITATION FOR POWER GENERATION

Methodological provisions for system requirements formation for the sources of decentralized thermo-energy supply in power system with big section of NPP power generation are stated.

Либерализация энергетики, формирование энергетического рынка в России создают необходимые потенциальные условия для привлечения в сферу генерации частных инвестиций, в том числе путем увеличения количества независимых производителей энергии. В настоящее время в структуре энергетики России они представлены в основном электростанциями промышленных предприятий. Однако рост спроса на электроэнергию (вызванный в ряде регионов повышением качества жизни населения, его электровооруженностью) требует сооружения электростанций общего пользования. Такую деятельность ведет, например, ОАО «ГТ-ТЭЦ Энерго», осуществляющее строительство в различных регионах России газотурбинных утилизационных ТЭЦ.

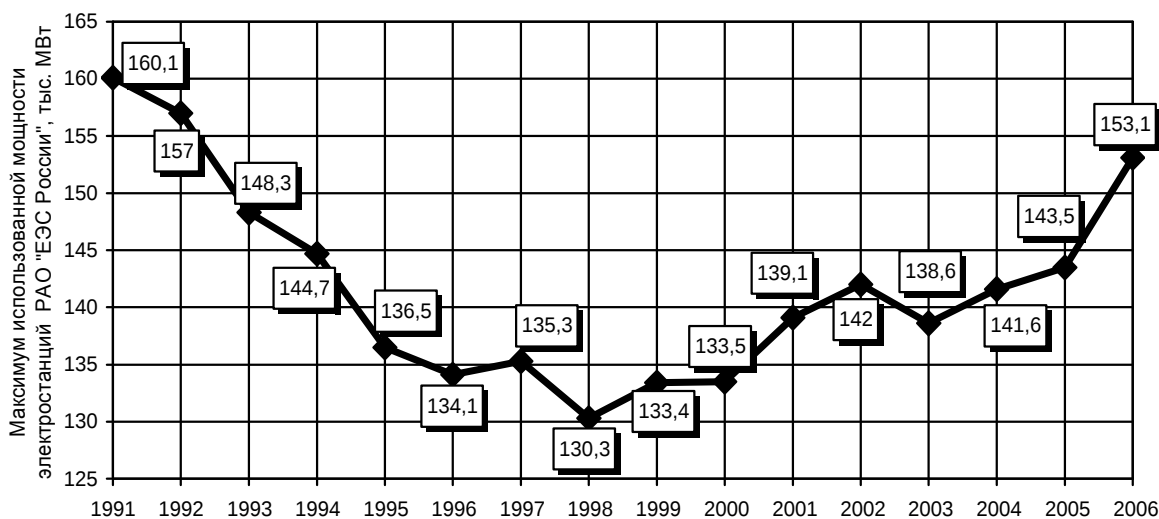


Рис. 1. Максимальная мощность электростанций РАО «ЕЭС России»

В последние 6-7 лет в России наблюдается устойчивый рост потребления электроэнергии. На рис. 1 по данным РАО «ЕЭС России» представлено изменение максимальной использованной мощности электростанций холдинга за период с 1991 по 2006 гг. Увеличение потребности в электроэнергии по территории России происходит крайне неравномерно. Так, в ряде регионов величина потребляемой мощности превысила дореформенные максимальные значения 1990 года. В г. Москве это произошло в 2001 году, в г. Тюмени и Санкт-Петербурге – в 2003 году (рис. 2), а в 2005 году абсолютный максимум потребляемой мощности был превышен уже в 14 регионах страны (табл. 1).

По оценке РАО «ЕЭС России», начиная с 2008 года, в целом по России может сложиться дефицит мощностей (рис. 3), который способен стать фактором, сдерживающим развитие экономики России.

Таблица 1

Величина максимума потребляемой мощности в регионах России

Энергосистема	Максимум, МВт		Прирост максимума, %
	1990 г.	2005-2006 гг.	
Московская	13069	16200	24
Тюменская	8743	10068	15,2
Ленинградская	6237	6879	10,3
Кубанская	2917	3135	7,5
Вологодская	2008	2080	3,6
Белгородская	1785	1889	5,8
Хакасская	1359*	1736	27,7
Удмуртская	1601	1640	2,4
Карельская	1274	1334	4,7
Дагестанская	603	964	59,9
Калужская	780**	866	11
Калининградская	581	704	21,2
Астраханская	635	697	9,8
Ингушская	48***	94	95,8

Максимум 1995 г., ** максимум 1993 г., *** максимум 1997 г.

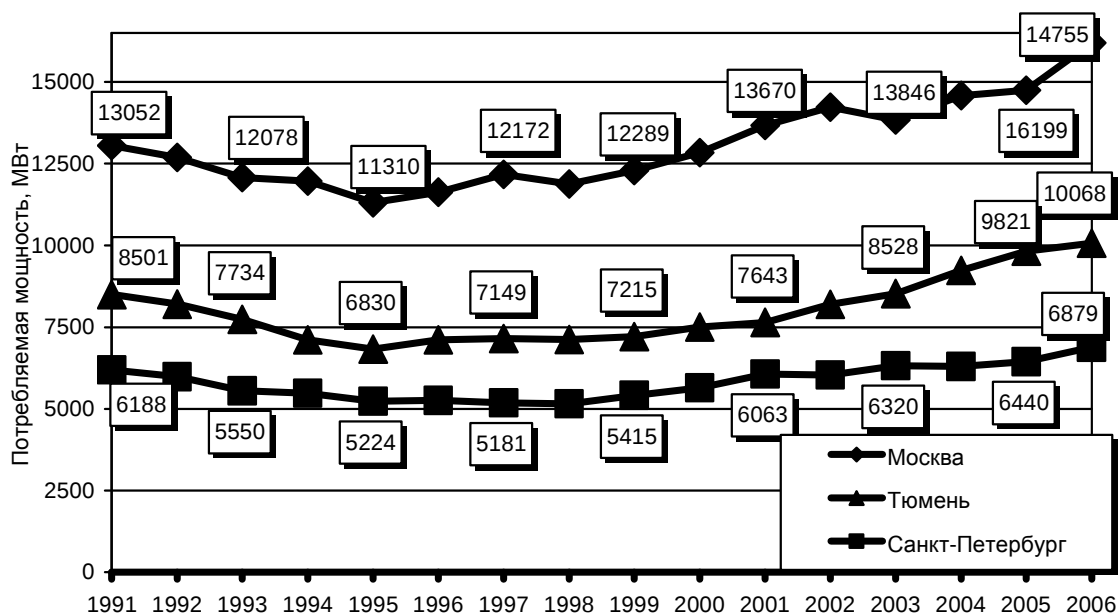


Рис. 2. Значения максимума потребляемой электрической мощности в региональных энергосистемах Москвы, Тюмени, Санкт-Петербурга

Решение проблемы дефицита принципиально может осуществляться одновременно в двух направлениях: во-первых, путем повышения эффективности использования энергии, снижения удельных расходов энергоресурсов во всех сферах потребления, во-вторых, за счет сооружения новых источников энергии.

Повышение эффективности использования энергоресурсов является самостоятельным вопросом и в настоящей работе не рассматривается. Что касается строительства новых энергетических мощностей, то оно будет осуществляться в следующих направлениях:

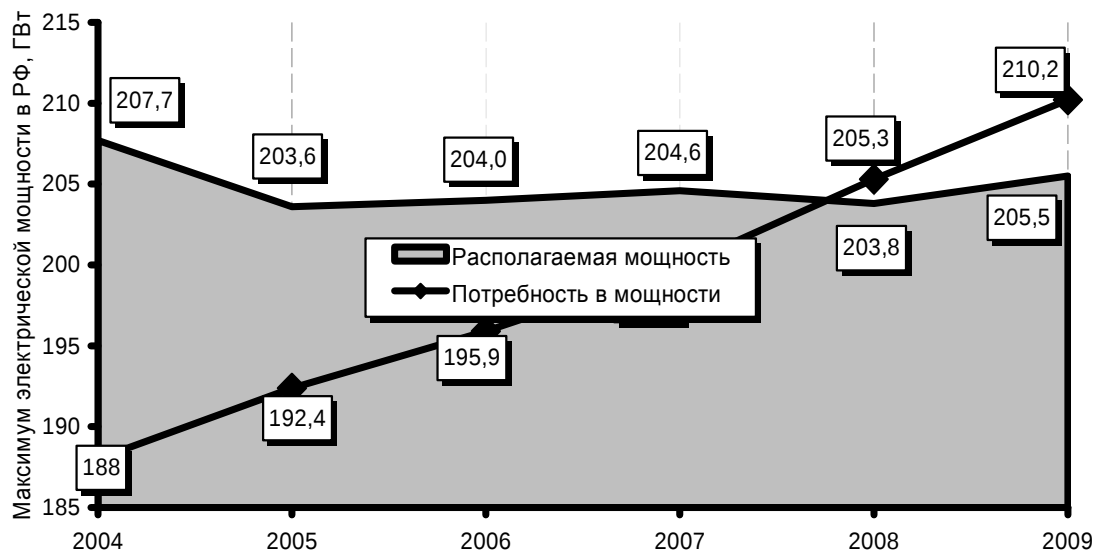


Рис. 3. Прогноз спроса и предложения электрической мощности в РФ

техническое перевооружение и новое строительство крупных объектов централизованного энергоснабжения компаниями РАО «ЕЭС России», «Росэнергоатом» и пр.;

строительство децентрализованных источников (т.н. распределенной генерации) относительно небольшой мощности вновь создаваемыми независимыми производителями энергии.

Централизованное энергоснабжение. Топливная и гидрогенерация. Правительство России, РАО «ЕЭС России» разработали среднесрочную инвестиционную программу по вводу 20,8 ГВт энергетических мощностей (ТЭС, ГЭС) в период до 2010 года, реализация которой позволит в определенной степени обеспечить растущий спрос на электроэнергию.

Основой этой программы являются новое строительство и техническое перевооружение с использованием современных технологий производства электрической и тепловой энергии (табл. 2). Более половины мощностей предполагается ввести в ОЭС Центра и Урала – наиболее проблемных с точки зрения перспективного дефицита. Так, в табл. 3 приведены сведения по объектам ввода генерирующих мощностей в Московской энергосистеме.

При выполнении программы сооружения энергоблоков установленная мощность электростанций Московской энергосистемы (ТГК и ОГК) за указанный период возрастет примерно на 31%, в том числе мощность ТЭС на природном газе – на 29%.

Энергетические компании, созданные в ходе реформирования РАО «ЕЭС России», предполагают получать средства для сооружения мощностей у частных инвесторов путем использования четырех механизмов: дополнительной эмиссии акций ОГК и ТГК, механизма гарантированных инвестиций, прямых частных инвестиций в конкретные проекты и проектного финансирования. В целом за короткий срок планируется увеличить установленную мощность ОГК и ТГК почти на 17%.

Таблица 2

План ввода энергетических мощностей в России на период до 2010 года

Тип электростанций	2006	2007	2008	2009	2010	2006-2010
ГЭС	49	679	368	1348	1931	4375
ТЭС, перевооружение	165	264	419	1006	637	2491
ТЭС, новое строительство	1359	1516	3160	3221	4649	13905
Всего	1573	2459	3947	5575	7217	20771

Таблица 3

Объекты ввода генерирующих мощностей ОГК и ТГК в Московском регионе

Наименование объекта	Топливо	Мощность, МВт	Компания
ГТЭ-65, ТЭЦ-9	газ	62	ТГК-3
ГТЭ-90, ТЭЦ-12	газ	90	ТГК-3
ПГУ-170, ТЭЦ-20	газ	170	ТГК-3
ПГУ-450 и Т-110-130, ТЭЦ-21	газ	510	ТГК-3
ПГУ-450, ТЭЦ-26	газ	400	ТГК-3
ПГУ-450, ТЭЦ-27	газ	900	ТГК-3
Т-110-130, ТЭЦ-23	газ	110	ТГК-3
ГТУ-25, ГРЭС-3 им. Классона	газ	31	ТГК-3
ПГУ-450	газ	400	
ПГУ-450, Шатурская ГРЭС-5	газ	400	ОГК-4
К-330-240, Каширская ГРЭС-4	уголь	330	ОГК-1
Загорская ГАЭС-2	–	840	ОГК-7
Всего		4243	

Здесь следует отметить, что условия газоснабжения электростанций РФ ухудшаются. Зимой 2005-2006 гг. ОАО «Газпром» вводились технологические ограничения на поставки газа электростанциям Европейской части России на 12,5%. При этом паротурбинные ТЭС использовали резервное жидкое топливо. Поскольку программа РАО «ЕЭС России» базируется на новом строительстве преимущественно современных парогазовых энергоблоков, у которых резервное топливо также газ, решение проблемы снятия ограничений на поставки газа в российскую энергетику становится первоочередной задачей.

Атомная энергетика. В целях повышения энергетической безопасности страны в правительстве России разработана программа развития атомного энергопромышленного комплекса России на 2007-2010 годы и на перспективу до 2015 года. Начиная с 2009 года планируется ежегодное строительство двух новых типовых серийных энергоблоков с реактором типа ВВЭР, цикл строительства которых составляет 5 лет. К окончанию срока реализации программы на АЭС России будут введены в эксплуатацию 10 новых энергоблоков общей установленной электрической мощностью не менее 9,8 ГВт (Ростовская, Калининская, Белоярская, Нововоронежская, Ленинградская АЭС) и еще 10 энергоблоков будут находиться на различных стадиях строительства. В итоге доля электроэнергии, производимой АЭС, возрастет до 18,6% общего объема выработки электроэнергии в РФ (в европейской части до 26%).

Реализация программы строительства АЭС, с одной стороны, позволит частично диверсифицировать топливный баланс, ориентированный сейчас в основном на газ, но, с другой стороны, осложнит условия функционирования электростанций, использующих органическое топливо, поскольку эксплуатация атомных электростанций целесообразна при максимально возможных КИУМ в базовой части графика электрических нагрузок. Вместе с тем современные графики электрических нагрузок разуплотнены, в том числе из-за увеличения доли коммунально-бытового потребления (рис. 4). В Московской энергосистеме доля промышленного потребления электроэнергии снизилась почти в два раза и сейчас не превышает 30%. Из рис. 4 видно, что проблема маневренности в Московском регионе решается за счет работы Загорской ГАЭС, при ночной разгрузке региональных ТЭЦ, использовании в переменном режиме электростанций, расположенных в области, а также покупкой энергии с ФОРЭМ в период пика нагрузок (на рис. 4 названа «Дефицит»).

Децентрализованные источники. В решение проблемы ликвидации дефицита электроэнергии свой вклад могут внести независимые производители энергии. Так, правительство г. Москвы планирует и уже сейчас реализует проекты сооружения собственных энергетических мощностей на базе крупных котельных в районах строительства жилья и обществен-

ных комплексов. Объемы ввода ГТУ – ТЭЦ и других типов электростанций могут составить до 3000 МВт в период до 2010 г.

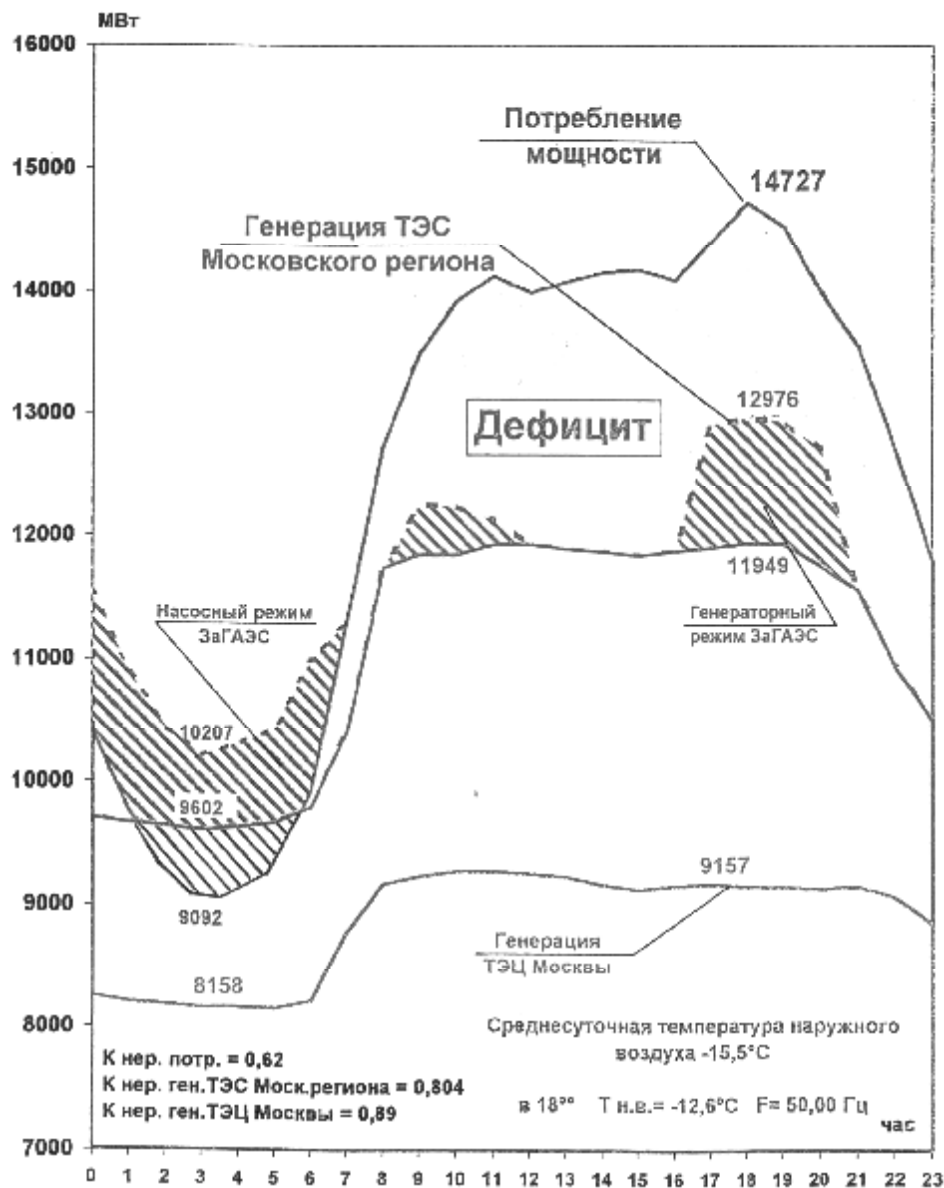


Рис. 4. График электрических нагрузок Московской энергосистемы в январе 2005 года

Строительство и эксплуатация новых высокоэкономичных децентрализованных энергоустановок общего пользования в ближайшее время может стать выгодным коммерческим предприятием в регионах России, испытывающих наибольший дефицит энергии. Это возможно в условиях действия новых правил функционирования оптового рынка электроэнергии РФ, введенных с 1 сентября 2006 года, и в случае практической реализации принципа недискриминационного доступа производителей энергии к передающей сети. Новые правила рынка направлены на стимулирование сооружения генерирующих мощностей, принадлежащих независимым собственникам, так как в соответствии с ними все новые энергоустановки

мощностью не менее 25 МВт (не учтенные в прогнозном балансе на 2007 год), получившие статус субъектов оптового рынка, будут участвовать в работе его конкурентного сектора по свободным нерегулируемым ценам. Регулируемые договоры в отношении таких объектов генерации (подразумевающие утверждение тарифов на производимую энергию государственными органами власти) заключаться не будут. Новыми правилами рынка предусмотрено расширение сферы действия конкурентного сектора путем законодательного уменьшения объемов торговли по регулируемым договорам на 5-15% ежегодно.

Конкурентоспособность децентрализованных источников энергии, снижение инвестиционных рисков в проекты их сооружения и использования определяются влиянием комплекса экономических, технологических и других факторов. Их можно разделить на внешние (по отношению к энергетическому объекту) и внутренние. К внешним факторам могут быть отнесены:

- инфраструктурные условия (наличие источников топлива, водоснабжения, электрической сети и пр.);
- стоимость сооружения объекта с учетом затрат в оборудование, проектные и иные работы;
- стоимость потребляемого топлива;
- тарифы на электрическую и тепловую энергию, сложившиеся на рынке;
- режимы потребления электрической и тепловой энергии.

Ряд внешних факторов для заданного региона размещения энергетического объекта являются макроэкономическими и не могут быть выбраны произвольно. К ним, в первую очередь, относятся стоимость топлива (например, природного газа, которая определяется по решению органов государственного регулирования тарифов, рис. 5), тарифы на электрическую и тепловую энергию, сложившиеся на рынке, а также режимы потребления энергии, определяемые особенностями потребителей энергии. Другие внешние факторы допускают варьирование, и инвестор может выбрать наиболее приемлемый для себя. К ним относятся стоимость оборудования, затраты на освоение территории объекта. В ряде регионов стоимость территории для размещения энергетического объекта становится существенным фактором в структуре капитальных затрат. Например, в районах перспективной жилой застройки Московского региона она достигает 50-100 \$ за м².

Ряд внешних факторов для заданного региона размещения энергетического объекта являются макроэкономическими и не могут быть выбраны произвольно. К ним, в первую очередь, относятся стоимость топлива (например, природного газа, которая определяется по решению органов государственного регулирования тарифов, рис. 5), тарифы на электрическую и тепловую энергию, сложившиеся на рынке, а также режимы потребления энергии, определяемые особенностями потребителей энергии. Другие внешние факторы допускают варьирование, и инвестор может выбрать наиболее приемлемый для себя. К ним относятся стоимость оборудования, затраты на освоение территории объекта. В ряде регионов стоимость территории для размещения энергетического объекта становится существенным фактором в структуре капитальных затрат. Например, в районах перспективной жилой застройки Московского региона она достигает 50-100 \$ за м².

К числу внутренних факторов относятся: тепловая экономичность; воздействие на окружающую среду; маневренность; надежность; ремонтпригодность; ресурс до снятия с эксплуатации; коэффициент использования установленной мощности (электрической и тепловой).

Внутренние факторы в основном определяются техническими характеристиками энергетического объекта, за исключением величины КИУМ, который зависит от режимов потребления энергии.

С точки зрения обеспечения необходимой конкурентоспособности основными являются факторы тепловой экономичности и КИУМ. Высокая топливная эффективность децентрализованных источников энергии может быть обеспечена использованием теплофикационных энергоустановок на базе современных ГТУ-ТЭЦ, ПГУ-ТЭЦ. На рынках энергии с большой долей

АЭС, работающих в режимах вынужденной генерации (определяемых особенностями технологического цикла и маневренными характеристиками), приемлемые значения КИУМ децентрализованных источников могут быть достигнуты за счет применения тепловых аккумуляторов в системах теплоснабжения коммунально-бытовых и промышленных потребителей.

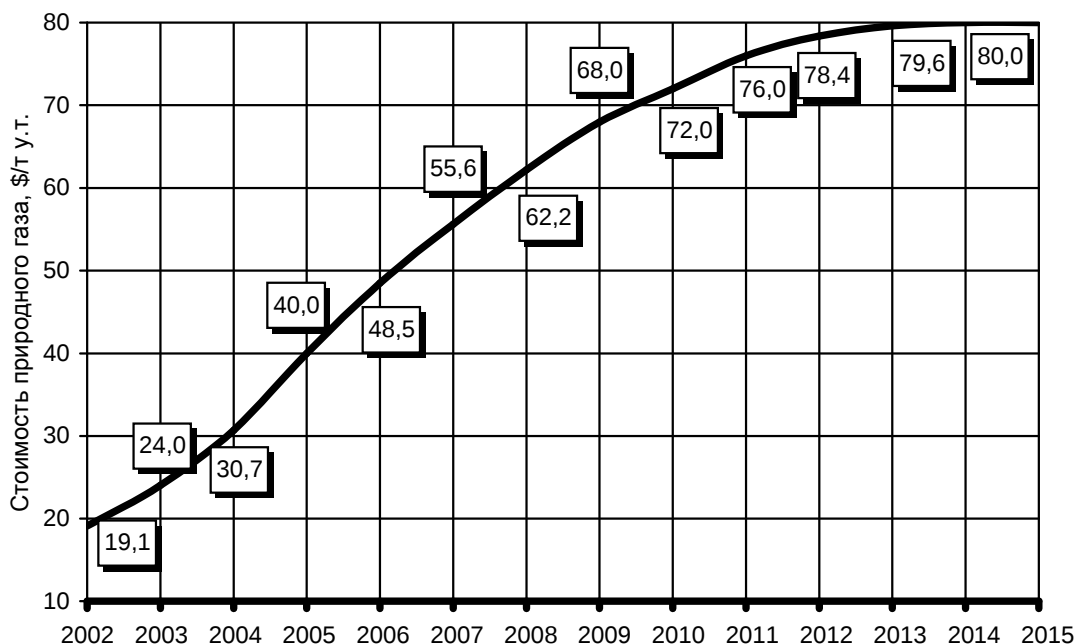


Рис. 5. Динамика изменения стоимости природного газа в соответствии с «Энергетической стратегией России на период до 2020 г.»

Качественный анализ внешних и внутренних факторов, определяющих конкурентоспособность проектов децентрализованных источников энергии, показывает, что к числу основных, определяющих риски проектов при заданном типе энергоустановки относятся: капиталовложения в децентрализованный источник; стоимость потребляемого топлива; тарифы на электрическую и тепловую энергию, сложившиеся на рынке; режимы потребления электрической и тепловой энергии (КИУМ энергоустановки).

ЛИТЕРАТУРА

1. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года. М.: Мин. топлива и энергетики РФ, 2000. 441 с.

Доронин Михаил Сергеевич –
кандидат технических наук, доцент кафедры «Тепловые электрические станции»
Саратовского государственного технического университета

Кайль Владимир Альбертович –
заместитель директора МРСК ВТГК-7

Котляренко Георгий Степанович –
главный инженер ОАО «Красногорские электрические сети»

Поступила в редакцию 15 сентября 2006 г.

Принята к публикации 30 октября 2006 г.

УДК 621.039

Л.С. Рейц

ПРАВОВЫЕ АСПЕКТЫ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Изложены правовые вопросы, регулирующие деятельность объектов атомной энергетики.

L. Reiz

JURIDICAL ASPECTS OF ATOMIC ENERGY

Juridical issues regulating activity of nuclear energy installations are stated.

Правовые отношения в атомной энергетике урегулированы рядом законодательных актов РФ и подзаконными актами, принятыми правительством. Они регулируют широкий спектр отношений предприятий атомного комплекса и других субъектов экономической деятельности, работников, населения, надзорных органов и органов исполнительной власти, а также отношения с другими государствами в области использования атомной энергии.

Особенностью регулирования правовых отношений предприятий атомной энергетики является наличие более жесткой регламентации различных сфер деятельности предприятий по сравнению с другими субъектами промышленной деятельности. Такая специфика обусловлена повышенной потенциальной опасностью использования атомной энергии, сложностью производственного процесса и необходимостью обеспечения гарантированной безопасности населения. Центральное место среди законодательных актов, регламентирующих деятельность предприятий атомного комплекса, занимает Закон РФ «Об использовании атомной энергии» (ФЗ № 170 от 21.11.95). Этот документ законодательно регламентировал весь процесс использования атомной энергии в России.

Он обеспечивает разграничение компетенции в области использования атомной энергии между Российской Федерацией и ее субъектами, между законодательной и исполнительной властью. Здесь также определены основные функции различных органов федеральной власти в области использования атомной энергии; подробно регламентируется деятельность Правительства РФ в области использования атомной энергии, определены взаимоотношения между ведомствами, эксплуатирующими организациями и предприятиями, занятыми деятельностью в области использования атомной энергии.

Закон четко определяет объем прав граждан, общественных объединений в области использования атомной энергии, а также задачи и требования, предъявляемые к органам, осуществляющим управление использованием атомной энергии. Особая глава посвящена установлению порядка принятия решений о размещении и сооружении ядерных установок, радиационных источников и пунктов хранения. Определены особые условия строительства и эксплуатации судов и иных плавсредств, космических и летательных аппаратов с ядерными установками и радиационными источниками на борту. Установлен порядок контроля за радиационной обстановкой на территории РФ, порядок учета и контроля ядерных материалов и радиоактивных веществ. Здесь же устанавливается гражданско-правовая ответственность за ущерб от возможного негативного воздействия ионизирующего излучения и ответственность персонала и должностных лиц, вовлеченных в деятельность, связанную с использованием

атомной энергии. Определены принципы и условия осуществления экспорта и импорта ядерных установок, оборудования, технологий, ядерных материалов и радиоактивных веществ и услуг в области использования атомной энергии. Подтверждается главенство положений международных договоров, участником которых является Российская Федерация, над соответствующими положениями ФЗ «Об использовании атомной энергии» и определяется порядок международного оповещения об авариях при использовании атомной энергии, обмена информацией с зарубежными странами и помощи в случае аварии на ядерной установке, радиационном источнике или в пункте хранения радиоактивных отходов.

В целях реализации ФЗ «Об использовании атомной энергии» были изданы федеральные законы и другие нормативно-правовые акты, которые более детально регламентируют отношения в области использования атомной энергии и развивают его положения.

Правовые аспекты атомной энергетики в области трудового права. Трудовой кодекс предусматривает возможность учета специфики отдельных отраслей хозяйства, в частности ст. 192 ТК РФ дает возможность дополнительного регулирования трудовых отношений в отдельных отраслях путем принятия подзаконных актов, обеспечивающих отражение специфики трудовых отношений работников в этих отраслях.

В области атомной энергетики в настоящее время действует Устав о дисциплине работников организаций с особо опасным производством в области использования атомной энергии (утвержден Постановлением Правительства РФ от 10 июля 1998 г.). Устав закрепляет обязанности работников соответствующих организаций с целью обеспечения безопасности ядерно-опасных объектов и предотвращения несанкционированных действий в отношении ядерных материалов и радиоактивных веществ, хранилищ радиоактивных отходов.

Действие Устава распространяется на работников организаций, перечень которых утверждается Правительством РФ, а также на работников эксплуатирующих организаций, непосредственно обеспечивающих безопасность использования атомной энергии. Отличительной чертой Устава является наличие в нем более строгих, чем для работников других отраслей, мер взыскания, что обусловлено возможностью наступления тяжких последствий при нарушении ими установленных правил. Так, за совершение дисциплинарного поступка к работнику организации могут применяться, помимо предусмотренных законодательством Российской Федерации о труде, следующие виды дисциплинарных взысканий:

- а) предупреждение о неполном служебном соответствии;
- б) перевод с согласия работника на другую, нижеоплачиваемую работу или другую, низшую должность на срок до трех месяцев;
- г) освобождение от занимаемой должности, связанной с проведением работ в особо опасном производстве в области использования атомной энергии, с учетом профессии (специальности) на срок до одного года;
- д) увольнение за однократное нарушение законодательства РФ в области использования атомной энергии из числа нарушений, предусмотренных ст.61 «Об использовании атомной энергии», если последствия этого нарушения создают угрозу безопасности работы организации и представляют опасность для жизни людей.

В случае несогласия работника организации на продолжение работы в новых условиях в связи с применением к нему дисциплинарных взысканий, предусмотренных подпунктами «б», «в» и «г» п.10 Устава, трудовой договор с ним прекращается в соответствии с законодательством РФ о труде. Устав обязывает работников организаций с особо опасным производством в области использования атомной энергии содействовать надежности и безопасности работы таких объектов, быть постоянно готовыми к предупреждению и ликвидации аварийных ситуаций, аварий и предотвращению их развития, при возникновении аварийной ситуации действовать в строгом соответствии с противоаварийными инструкциями и планом ликвидации аварии; прибыть на работу по вызову администрации для ликвидации аварии или ее предотвращения; не оставлять самовольно рабочее место. Руководитель организации

не должен направлять работников организации в радиационно-опасные зоны с возможным превышением основных дозовых пределов и допустимых уровней радиационного воздействия без согласия указанных работников и без их информирования о возможных уровнях облучения, а также с нарушением соответствующих норм, правил и инструкций (подп. «а», «б», «е» п.4 и подп. «б» п.7 Устава).

Для снижения вероятности аварий в связи с неправильными действиями персонала объектов использования атомной энергии, из-за отклонений в состоянии здоровья отдельных работников проводятся обязательные предварительные (при поступлении на работу), периодические (ежегодные) медицинские осмотры и психофизиологические обследования работников этих объектов.

Прохождение работниками, занятыми на работах с вредными и опасными условиями труда, обязательных предварительных (при поступлении на работу) и периодических (в течение трудовой деятельности) медицинских осмотров (обследований) является их обязанностью.

Работодатель не вправе допускать работников к выполнению ими трудовых обязанностей без прохождения обязательных медицинских осмотров, а также в случае медицинских противопоказаний. Уставом предусмотрено, что работники обязаны строго хранить государственную, служебную и коммерческую тайну, не разглашать сведения конфиденциального характера (п.4 «г»). Фиксация в случаях, предусмотренных законодательством, условия о неразглашении работником сведений, составляющих служебную или коммерческую тайну, в трудовом договоре является основанием для привлечения его к ответственности при нарушении этого условия.

Правовые аспекты ответственности за правонарушения в области атомной энергетики. Специфика атомной отрасли нашла свое отражение и в уголовном и административном законодательстве. Так, в статье 9.6 Кодекса об административных правонарушениях выделяются как особый состав правонарушений нарушение правил использования атомной энергии и учета ядерных материалов и радиоактивных веществ. Основной мерой ответственности является налагаемый в административном порядке штраф. Нарушение норм и правил в области использования атомной энергии влечет наложение административного штрафа на граждан в размере от пятнадцати до двадцати минимальных размеров оплаты труда; на должностных лиц – от тридцати до сорока минимальных размеров оплаты труда; на юридических лиц – от трехсот до четырехсот минимальных размеров оплаты труда. Нарушение установленного порядка учета ядерных материалов или радиоактивных веществ, а равно необеспечение контроля за соблюдением правил их хранения и использования влечет наложение административного штрафа на граждан в размере от пятнадцати до двадцати минимальных размеров оплаты труда; на должностных лиц – от тридцати до сорока минимальных размеров оплаты труда; на юридических лиц – от трехсот до четырехсот минимальных размеров оплаты труда.

Объективная сторона вышеуказанного правонарушения заключается в нарушении норм и правил в области использования атомной энергетики. Поэтому применение указанных норм административного права тесно связано с понятийным аппаратом и законодательными нормами, содержащимися в Федеральном законе «Об использовании атомной энергии».

В соответствии со ст.6 указанного Закона федеральные нормы и правила в области использования атомной энергии устанавливают требования к безопасному использованию атомной энергии, выполнение которых обязательно при осуществлении любого вида деятельности в области использования атомной энергии.

Перечень федеральных норм и правил в области использования атомной энергии, который содержит 54 наименования, а также изменения в указанный Перечень и дополнения к нему утверждены Постановлением Правительства РФ от 1 декабря 1997 г. № 1511 (в ред. Постановления Правительства РФ от 18 января 2002 г. № 28). Объекты учета (ядерные материалы и радиоактивные вещества) определены в ст.3 Федерального закона «Об использова-

нии атомной энергии». Рассмотрение дел об административных правонарушениях отнесено к ведению должностных лиц органов, осуществляющих государственное регулирование безопасности при использовании атомной энергии. Более строгую ответственность за нарушение правил безопасности на объектах атомной энергетики предусматривает статья 215 УК РФ. В соответствии с этой статьей нарушение правил безопасности при размещении, проектировании, строительстве и эксплуатации объектов атомной энергетики, если это могло повлечь смерть человека или радиоактивное заражение окружающей среды, наказывается штрафом в размере до двухсот тысяч рублей или в размере заработной платы или иного дохода осужденного за период до восемнадцати месяцев, либо ограничением свободы на срок до трех лет, либо лишением свободы на срок до двух лет с лишением права занимать определенные должности или заниматься определенной деятельностью на срок до трех лет или без такового (в ред. Федерального закона от 08.12.2003 № 162-ФЗ). То же деяние, повлекшее по неосторожности причинение тяжкого вреда здоровью или смерть человека либо радиоактивное заражение окружающей среды, наказывается лишением свободы на срок до пяти лет с лишением права занимать определенные должности или заниматься определенной деятельностью на срок до трех лет или без такового (часть вторая в ред. Федерального закона от 08.12.2003 № 162-ФЗ). Деяние, предусмотренное частью первой настоящей статьи, повлекшее по неосторожности смерть двух или более лиц, – наказывается лишением свободы на срок до семи лет с лишением права занимать определенные должности или заниматься определенной деятельностью на срок до трех лет или без такового (часть третья введена Федеральным законом от 08.12.2003 № 162-ФЗ). Объект рассматриваемого преступления – общественная безопасность в сфере размещения, проектирования, строительства и эксплуатации объектов атомной энергетики. Под атомной энергетикой имеется в виду отрасль энергетики, использующая атомную (ядерную) энергию в мирных и оборонных целях. Основу атомной энергетики составляют атомные электростанции (АЭС). Источником энергии на АЭС является ядерный реактор, в котором протекает управляемая цепная реакция.

Объектами атомной энергетики являются ядерные установки, радиационные источники и пункты хранения ядерных материалов и радиоактивных отходов (см. Федеральный закон от 21 ноября 1995 г. № 170-ФЗ «Об использовании атомной энергии»). Ядерные установки представляют собой сооружения и комплексы с ядерными реакторами, в том числе атомные станции, суда и другие плавсредства, космические и летательные аппараты, другие транспортные и транспортабельные средства, сооружения и комплексы с промышленными, экспериментальными и исследовательскими ядерными реакторами, критическими и подкритическими ядерными стендами, сооружения, комплексы, полигоны, установки и устройства с ядерными зарядами для использования в мирных целях, другие содержащие ядерные материалы сооружения, комплексы, установки для производства, использования, переработки, транспортирования ядерного топлива и ядерных материалов.

Радиационные источники – это не относящиеся к ядерным установкам комплексы, установки, аппараты, оборудование и изделия, в которых содержатся радиоактивные вещества или генерируется ионизирующее излучение. Пунктами хранения ядерных материалов и радиоактивных отходов являются не относящиеся к ядерным установкам и радиационным источникам стационарные объекты и сооружения, предназначенные для хранения ядерных материалов и радиоактивных веществ, хранения или захоронения радиоактивных отходов.

Правила безопасности при размещении, проектировании, строительстве и эксплуатации объектов атомной энергетики предполагают соблюдение правил разработки, производства, транспортировки, хранения, утилизации, использования ядерных зарядов в мирных целях и обращения с ними, контроля за обеспечением ядерной и радиационной безопасности ядерных установок, радиационных источников и пунктов хранения, физической защиты указанных объектов атомной энергетики, учета и контроля ядерных материалов и радиоактивных веществ, а также других видов деятельности в области использования атомной энергии.

Объективную сторону преступления, предусмотренного ч.1 ст.215, образуют действия (бездействие), выразившиеся в нарушении правил безопасности при размещении, проектировании, строительстве и эксплуатации объектов атомной энергетики, если это могло повлечь смерть человека или радиоактивное заражение окружающей среды.

Преступление, предусмотренное ч.1 ст.215, является оконченным в момент создания опасности наступления указанных последствий (смерть человека или радиоактивное заражение окружающей среды).

Часть 2 ст.215 предусматривает ответственность за нарушение правил безопасности на объектах атомной энергетики приотягчающих обстоятельствах: а) повлекшее по неосторожности причинение тяжкого вреда здоровью, б) повлекшее по неосторожности смерть человека, в) повлекшее радиоактивное заражение окружающей среды.

Радиоактивное заражение окружающей среды обычно происходит в результате радиационной аварии, т.е. потери управления источником ионизирующего излучения, вызванной неисправностью оборудования, неправильными действиями работников (персонала), стихийными бедствиями или иными причинами. Ионизирующее излучение – это излучение, которое создается при радиоактивном распаде, ядерных превращениях и других специфических процессах (см. Федеральный закон от 9 января 1996 г. № 3-ФЗ «О радиационной безопасности населения» // СЗ. 1996. № 3. Ст. 141).

Часть 3 ст.215 устанавливает ответственность за деяние, предусмотренное ч.1 настоящей статьи, повлекшее по неосторожности смерть двух или более лиц.

Субъектом преступления являются должностные лица, ответственные за соблюдение правил безопасности на объектах атомной энергетики (о понятии должностного лица см. примечание 1 к ст.285 УК РФ).

Установление субъективной стороны преступления отличается значительным своеобразием. Так, если исходить из того, что в ч.1 ст.215 не оговаривается (как требует ч.2 ст.24 УК) возможность совершения этого преступления по неосторожности, то психологически наступление смерти человека или радиоактивного заражения окружающей среды в результате нарушения правил безопасности на объектах атомной энергетики может рассматриваться только как причиненное умышленно. При этом вина в форме прямого умысла исключается, так как в данном случае речь должна идти о покушении на убийство (ст.105) либо на экоцид (ст.358), а нарушение соответствующих правил будет своеобразным способом указанных преступлений.

Субъективная сторона преступлений, предусмотренных ч.2 и 3, в силу прямого указания законодателя характеризуется неосторожной формой вины (в виде легкомыслия или небрежности) по отношению к фактически наступившим последствиям нарушения правил безопасности на объектах атомной энергетики. Лицо, хотя и предвидело возможность причинения по неосторожности тяжкого вреда здоровью или смерть человека либо радиоактивное заражение окружающей среды или смерть двух или более лиц, но без достаточных к тому оснований самонадеянно рассчитывало на предотвращение этих последствий, либо не предвидело, хотя при необходимой внимательности и предусмотрительности должно было и могло предвидеть эти последствия.

Правовые аспекты атомной энергетики в системе международных актов. Россия является участником ряда международных соглашений, касающихся сотрудничества в области использования атомной энергии, обеспечения высокого уровня безопасности при осуществлении ядерной деятельности, а также безотлагательного предоставления помощи в случае ядерной аварии (Устав международного агентства по атомной энергии от 26.10.1956 г., Конвенция о помощи в случае ядерной аварии или радиационной аварийной ситуации от 1986 г., Конвенция об оперативном оповещении о ядерной аварии от 1986 г.).

Основной целью учреждения международного агентства по атомной энергии является стремление к более широкому использованию атомной энергии для поддержания мира, здо-

ровья и благосостояния во всём мире. Одно из важнейших полномочий агентства составляет содействие научно-исследовательской работе в области атомной энергии, практическому её применению в мирных целях во всём мире, оказание любому члену агентства услуг, могущих принести пользу в научно-исследовательской работе в области атомной энергии.

С присоединением к Венской конвенции об оперативном оповещении о ядерной аварии Россия обязалась незамедлительно предоставлять соответствующую информацию о ядерных авариях с целью сведения к минимуму радиационных последствий.

Другая Венская конвенция, ратифицированная Россией, регулирует отношения государств-участников в области оказания помощи в случае ядерной аварии или радиационной аварийной ситуации и включает статьи, направленные непосредственно на предоставление помощи в случае ядерной аварии (ст.2), возмещение затрат (ст.7), а также урегулирование юридических исков и претензий (ст.10). Кроме того, в настоящее время существует ряд многосторонних соглашений, регулирующих ответственность за ядерный вред. Так, согласно Венской конвенции «О гражданской ответственности за ядерный вред» (1963 г.) ответственность возлагается на лицо, эксплуатирующее атомную установку, – оператора атомной установки. Если ядерная силовая установка размещена на судне, то в соответствии с Брюссельской конвенцией (1962 г.) об ответственности операторов ядерных судов ответственность возлагается на оператора судна, т.е. на лицо, имеющее лицензию на использование судна с атомно-энергетической установкой. Оператор атомной установки несёт все неблагоприятные имущественные последствия возможного ядерного инцидента. Эти многосторонние соглашения исходят из принципа компетентности судов страны, в которой произошло соответствующее действие. При этом должно применяться право страны суда.

Многие государства, в том числе и наша страна, не присоединились к этим соглашениям. В настоящее время имеются отдельные двусторонние соглашения, посвященные вопросам сотрудничества в области атомной энергетики (Соглашение между Россией и Болгарией от 19.05.95 г., Соглашение между Правительством России и Правительством Соединённого Королевства Великобритании и Северной Ирландии от 3.09.96 г.), оперативного оповещения о ядерной аварии (Соглашение между Правительством СССР и Правительством Соединённого Королевства Великобритании и Северной Ирландии от 10.04.90 г., Соглашение между Правительством СССР и Правительством Королевства Дании от 12.11.87 г.).

Рейнц Лев Сумбатович –

начальник юридического отдела филиала ФГУП
концерн «Росэнергоатом» «Балаковская АЭС»

Поступила в редакцию 15 сентября 2006 г.

Принята к публикации 30 октября 2006 г.

ВОПРОСЫ БЕЗОПАСНОСТИ БАЛАКОВСКОЙ АЭС

УДК 621.039.5

А.И. Осадчий, В.В. Тебин, А.Э. Борисенков, К.Б. Косоуров, Н.П. Киселев

КРИТИЧНОСТЬ АКТИВНЫХ ЗОН В ТЯЖЕЛЫХ ЗАПРОЕКТНЫХ АВАРИЯХ

На основе анализа многочисленных расчетно-экспериментальных исследований разрушения элементов конструкций активных зон выделена последовательность наиболее вероятных характерных конфигураций материалов активной зоны в ходе развития запроектной аварии. Для расчета критичности подобных конфигураций использована программа САПФИР-ХТ26, основанная на методе Монте-Карло с использованием библиотек оцененных ядерных данных, детально моделирующая пространственно-энергетическое распределение нейтронов во всем диапазоне энергий в объектах со сложной геометрией. Приведены расчеты эффективных коэффициентов размножения для рассмотренных характерных конфигураций топлива.

A.I. Osadchy, V.V. Tebin, A.E. Borisenkov, K.B. Kosourov, N.P. Kiselev

CRITICALITY OF FISSILE REGIONS IN HEAVY OUTSIDE OF DESIGN CRASHES

In article on a base of the analysis of numerous settlement – experimental researches of destruction of elements of constructions of fissile regions the sequence of the most probable reference configurations of materials of a fissile region in process outside of design crashes is allocated. For calculation of a criticality of similar configurations, the program SAPFIRE-XT26, founded on a Monte-Carlo method with use of libraries of the rated nuclear data, in details simulative a space-energy neutron distribution in all a range of energies in objects with the composite geometry is used. Calculations of effective multiplications factor for surveyed reference configurations of fuel are given.

Рост количества АЭС и близость их к крупным населенным пунктам вместе с повышением технико-экономических показателей делают необходимым осуществление мер, направленных на снижение рисков населению, окружающей среде и имуществу, путем повышения безопасности АЭС с учетом тяжелых запроектных аварий. К таким запроектным авариям прежде всего относятся аварии, приводящие к разрушению конструкций активной зоны реактора.

Анализ протекания аварийных процессов с разрушением конструкций активных зон и управления процессами в ходе тяжелых запроектных аварий с целью минимизации последствий является сложной многоплановой задачей. Одним из важнейших аспектов данной задачи является разработка мероприятий с целью недопущения выхода активной зоны реактора на различных этапах ее деградации в критическое состояние и развитие самоподдерживающейся цепной реакции, поскольку это радикальным образом может усугубить последствия аварии.

В проектах современных реакторов ВВЭР и PWR общим элементом стратегии управления тяжелой аварией на всех этапах ее прохождения является подача воды для охлаждения активной зоны и (или) фрагментов активной зоны [1]. А это, в свою очередь, приводит к росту $K_{эфф}$ и возможности выхода в критическое состояние при неблагоприятном сочетании параметров.

Прохождение тяжелых запроектных аварий характеризуется большой неопределенностью в возможных геометрических формах, размерах, составах и распределениях разрушенного топлива по активной зоне реактора, которые изменяются при прохождении аварии [2]. Данное обстоятельство принципиально отличает рассматриваемую задачу от традиционных задач расчета нейтронно-физических характеристик систем с фиксированной геометрией.

Результаты исследований аварий, в результате которых из-за отказа оборудования достигались состояния, характерные для запроектных аварий с разрушением топлива водородных реакторов, могут являться основой для разработки расчетных моделей. Авария на Три-Майл-Айленд в США в 1979 году [3] и на АЭС «ПАКШ» в 2003 году [4] являются авариями, подходящими под данную категорию. Другим источником информации являются многочисленные расчетно-экспериментальные исследования разрушения элементов конструкций активных зон при моделировании запроектных аварий [5]. Изучение и анализ данных работ позволяет определить основные закономерности, определяющие ход разрушения активных зон в данных авариях и на этой основе разрабатывать расчетные модели.

В свою очередь требования к программам для расчета нейтронно-физических характеристик разрушенных активных зон также существенно ужесточаются. Рассмотрение особенностей задачи критичности разрушенных активных зон показывает, что для этой цели необходимо использовать программы, детально моделирующие пространственно-энергетическое распределение нейтронов во всем диапазоне энергий в объектах со сложной геометрией. Этим требованиям в настоящее время удовлетворяют только программы, основанные на методе Монте-Карло с использованием библиотек оцененных ядерных данных. В настоящей работе приведены результаты расчета, полученные по программе этого типа САПФИР-ХТ26 [6, 7].

Еще одной отличительной особенностью данной задачи является невозможность прямого экспериментального моделирования разрушенных активных зон для верификации программ. Эти особенности данной задачи оставляют только одну возможность для верификации программ. Эта возможность заключается в проведении верификации и обоснования работоспособности программ по большому количеству самых разных критических экспериментов с моделированием различных геометрий и составов, включая смешанное уран-плутониевое топливо, в тепловых, быстрых и промежуточных по энергиям нейтронов сборках.

Общие закономерности тяжелых запроектных аварий, протекающих по различным сценариям, обусловлены невозможностью отвода остаточных энерговыделений от топливных элементов. Экспериментальные исследования и расчетные анализы [8-9] показывают, что в ходе аварии наиболее вероятна реализация последовательности с плавлением и перемещением в нижнюю часть активной зоны материалов органов регулирования [8-9], окислением циркониевых оболочек ТВЭЛ паром с выделением водорода [10], разрушением оболочек ТВЭЛ из-за их раздувания внутренним давлением и (или) разрыва оболочки в районе ее контакта с дистанционирующими решетками [11, 12], плавлением неокисленных циркониевых сплавов и стеканием расплава в нижние холодные области активной зоны, где он затвердевает с образованием корки между поврежденными остатками ТВЭЛ [13], разрушением остатков

твэл с полностью окисленными оболочками на твердые оксидные фрагменты и образованием засыпки оксидных фрагментов, плавлением засыпки оксидных фрагментов и (или) плавлением неразрушенных оксидных стержневых остатков твэл с образованием бассейна расплава в районе активной зоны, перемещением оксидного расплава на днище корпуса реактора, образованием застывших фрагментов [12,13].

Рассмотрение задачи показывает, что с точки зрения анализа образования условий для возникновения критичности, прежде всего, целесообразно провести рассмотрение следующих характерных конфигураций материалов активной зоны в ходе развития аварии [12, 13]:

- поврежденная активная зона реактора в сохранившейся геометрии топливных стержней (поврежденных, но не разрушенных твэлов);
- засыпка керамических фрагментов обрушившихся твэлов;
- засыпка затвердевших фрагментов расплавленных материалов активной зоны на днище корпуса реактора.

Рассмотрение аспектов расчетного моделирования активных зон на различных стадиях разрушения в ходе тяжелых запроектных аварий, проводимое на примере начала выгорания топливной загрузки, показывает необходимость прямого 3-мерного моделирования активных зон в ходе деградации для определения $K_{эфф}$.

На первом этапе разрушения активной зоны происходит разогрев топливных элементов при сохранении их исходного положения (стержневая конфигурация). Стержневая конфигурация топливных элементов в активной зоне характеризуется состоянием, при котором топливные таблетки находятся в сильно окисленных оболочках, раздутых до касания друг с другом (рис. 1). При этом твэлы и ТВС сохраняют свое исходное до аварии положение. При разогреве активной зоны поглощающие элементы ПС СУЗ и СВП, а также дистанционирующие решетки выплавляются в первую очередь и не учитываются в нейтронно-физических расчетах. Расчетная модель представляет собой трехмерную активную зону реактора ВВЭР-1000 (рис. 3), набранную из ТВС, в соответствии с картограммой обобщенной топливной загрузки реактора, окруженную боковым отражателем, слоем воды и корпусом реактора (рис. 2).

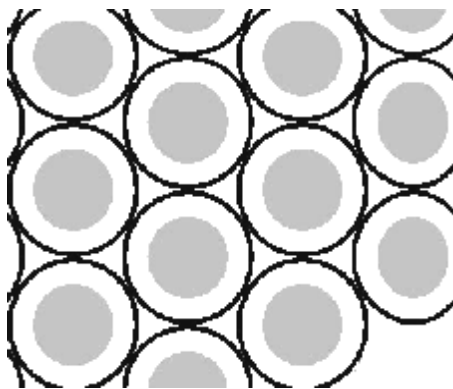


Рис. 1. Фрагмент топливной кассеты с раздутыми и окисленными оболочками

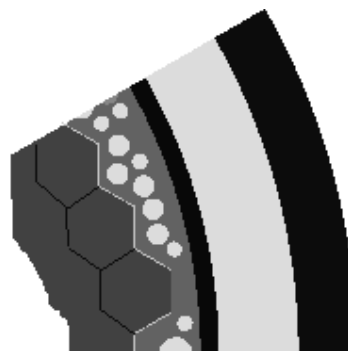


Рис. 2. Фрагмент бокового отражателя

В процессе разрушения активной зоны за этапом стержневой геометрии может следовать этап засыпки керамическими фрагментами. Засыпка керамических фрагментов может произойти при механических – термошоковых воздействиях, а также в ходе плавного, последовательного разрушения активной зоны. Это состояние деградации активной зоны характеризуется вертикальным «проседанием» топлива с разрушением таблеток (характерные размеры фрагментов таблеток 1-5 мм) и оболочек твэл, уменьшением высоты топливных столбов ТВС, достижением пористости 40% и менее, причем в нижних областях разрушенной активной зоны возможно достижение пористости ~20% [5].

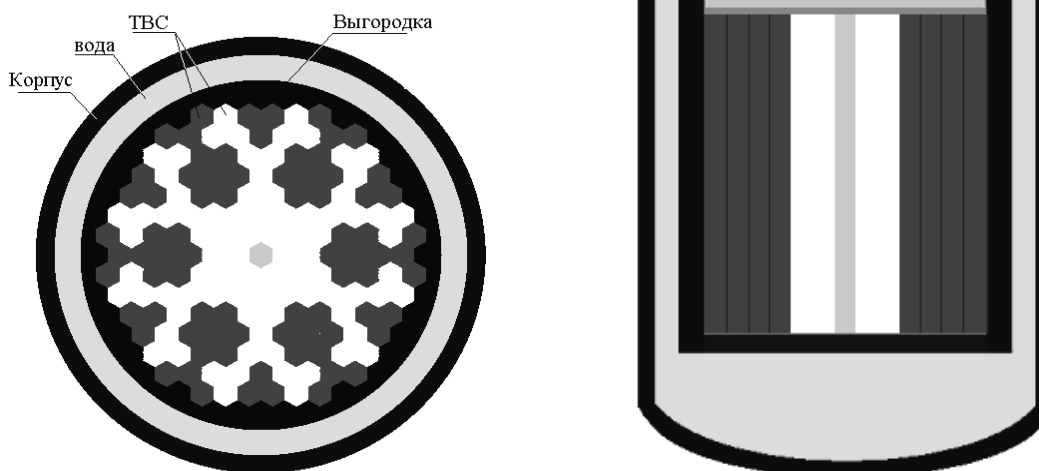


Рис. 3. Расчетная модель реактора ВВЭР-1000
(горизонтальное и вертикальное сечения)

Моделирование нейтронно-физических процессов на данном этапе разрушения активной зоны производится путем использования трехмерных расчетных моделей, отличающихся от модели первого этапа разрушения тем, что:

- разрушенные конструкционные элементы активной зоны, металлический цирконий и его окислы, нержавеющая сталь находятся в нижней области активной зоны;
- топливо в виде фрагментов таблеток с характерным размером 1-5 мм и фрагментов оболочек с пористостью не более 40%, при этом нижние области ТВС могут иметь пористость ~ 20%.



Рис. 4. Расчетная модель разрушенной активной зоны реактора ВВЭР-1000 на стадии засыпки керамических фрагментов ТВЭЛ

В представленной в настоящей работе расчетной модели топливо распределено тремя слоями по 56 см с пористостью 20, 30 и 40%, начиная с низа активной зоны (рис. 5). Потенциальную опасность достижения критического состояния представляют состояния с заполнением пустот водой.

Обрушение топлива с образованием засыпки керамических фрагментов ТВЭЛ приводит к резкому ухудшению охлаждения топлива, повышению его температуры с последующим расплавлением и выходом расплавленного топлива в нижние области реактора. Анализ топлива, находящегося на днище шахты реактора ТМІ-2, показал, что охлаждение расплавленного топлива в водной среде происходит с образованием равноосных частиц $\text{UO}_2/\text{ZrO}_2/\text{Zr}$ со средними размерами 1-5 мм, располагающихся в водной среде на днище шахты реактора с пористостью не более 40% [8, 9].

Большая неопределенность в количестве расплава, находящегося на днище корпуса реактора, и его состава приводит к необходимости консервативного моделирования частиц с различной пористостью. Консервативная расчетная мо-

дель данного этапа развития аварии представляет собой бесконечную засыпку шаров, состоящих из двуокиси урана без конструкционных элементов со средним изотопным составом к моменту аварии, диаметром 5 мм, размещенных с пористостью 40, 30 и 20% с изменением плотности воды в диапазоне 0-0,96 г/см³ с концентрацией борной кислоты 16 г/ (кг H₂O).

Если охлаждение активной зоны не наступает на данной стадии аварии, то за счет остаточного энерговыделения шаровой засыпки топливосодержащих масс происходит выпаривание воды из нижнего объема корпуса реактора, рост температуры засыпки с достижением температуры плавления. С точки зрения обеспечения подкритичности эти процессы происходят при отсутствии замедлителя в топливосодержащих массах и характеризуются коэффициентом размножения $K_{эфф} < 0,7$.

На рис. 5 представлена зависимость $K_{эфф}$ активной зоны на этапе стержневой конфигурации от плотности воды при концентрации борной кислоты 16 г/ (кг H₂O). Величина $K_{эфф}$ имеет максимальное значение, равное 0,990 при плотности воды 0,6 г/см³, снижение плотности воды приводит к уменьшению коэффициента размножения до ~0,5 при полном уходе воды. При плотности воды 0,96 г/см³ $K_{эфф}=0,96$. Вскипание воды при плотности 0,96 г/см³ может привести к введению положительной реактивности, соответствующей увеличению коэффициента размножения на $\Delta K_{эфф} \sim 0,03$.

Разогрев активной зоны до температуры 2500 К (плотность воды 0,0 г/см³) приводит к уменьшению коэффициента размножения на $\Delta K_{эфф} \sim 0,07$.

На рис. 6 представлена зависимость $K_{эфф}$ от плотности воды при концентрации борной кислоты 16 г/ (кг H₂O) для разрушенной активной зоны на стадии засыпки керамических фрагментов. Распределение пористости в засыпке принято в соответствии с расчетной моделью (рис. 4).

Коэффициент размножения имеет максимальное значение, равное 0,98 при плотности воды 0,96 г/см³, снижение плотности, что возможно, например, при вскипании, приводит к уменьшению коэффициента размножения.

На рис. 7 представлена зависимость $K_{эфф}$ от плотности воды при концентрации борной кислоты 16 г/ (кг H₂O) для шаров из двуокиси урана (без конструкционных элементов) диаметром 5 мм, размещенных с пористостью 20, 30 и 40% для бесконечной среды.

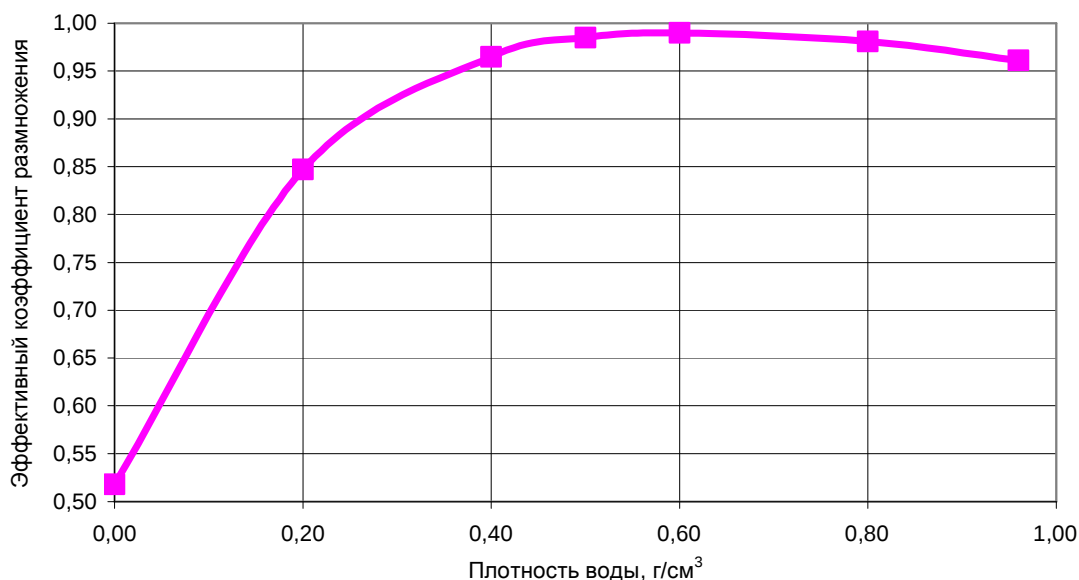


Рис. 5. Зависимость эффективного коэффициента размножения активной зоны на этапе стержневой конфигурации от плотности воды при концентрации борной кислоты 16 г/ (кг H₂O)

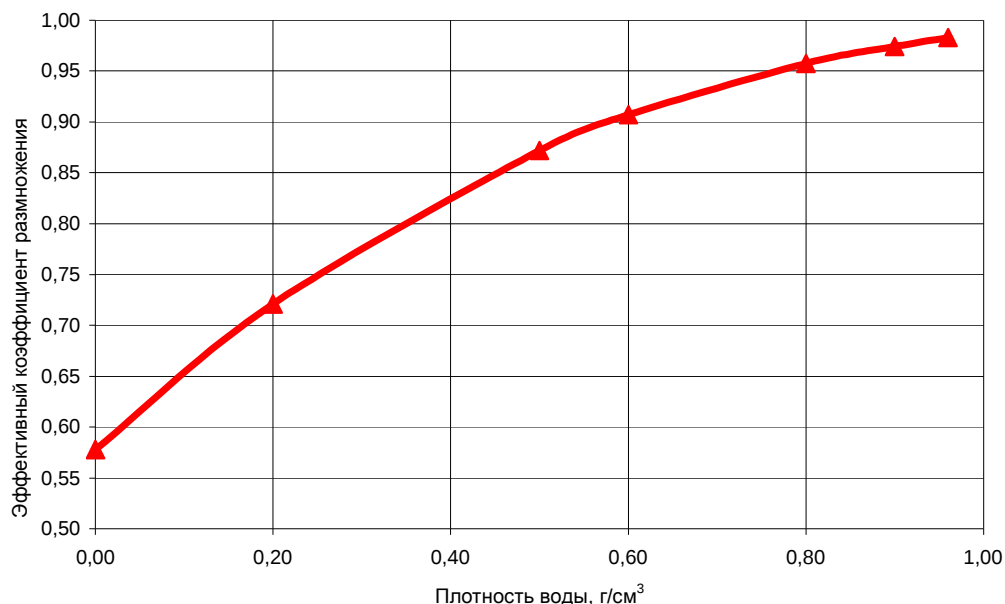


Рис. 6. Зависимость эффективного коэффициента размножения для разрушенной активной зоны на стадии засыпки керамических фрагментов от плотности воды при концентрации борной кислоты 16 г / (кг H₂O)

Эффективный коэффициент размножения имеет максимальное значение, равное 0,96, в решетке шаров с пористостью 40% при плотности воды 0,96 г/см³. Снижение плотности воды во всех рассматриваемых случаях приводит к снижению коэффициента размножения.

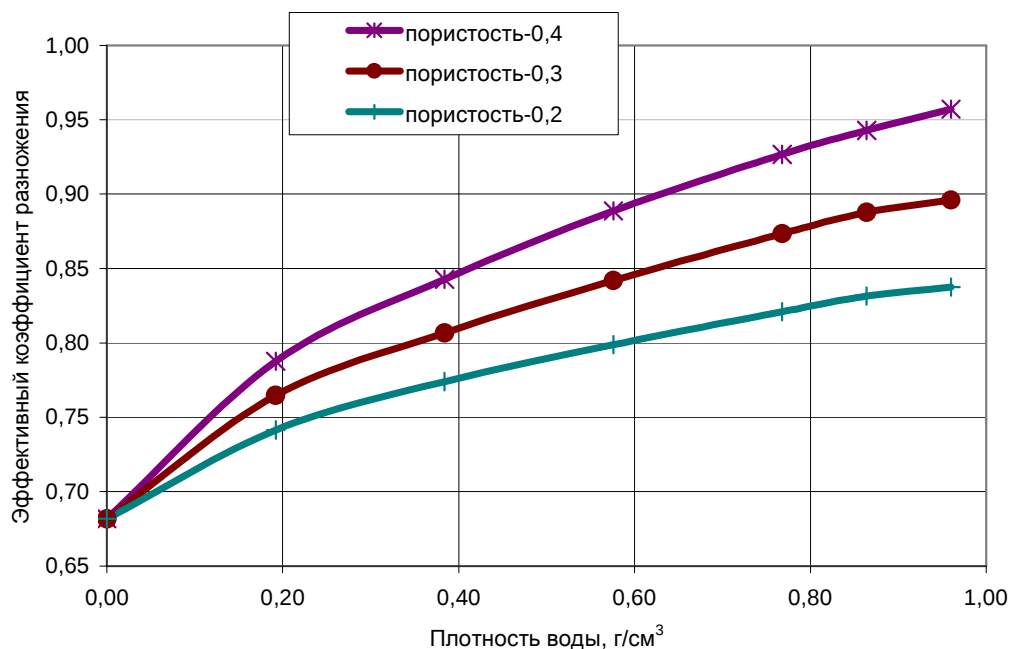


Рис. 7. Зависимость эффективного коэффициента размножения для разрушенной активной зоны на стадии проплава топлива в днище корпуса реактора в виде шаров из двуокиси урана (без конструктивных элементов) диаметром 5 мм от плотности воды при концентрации борной кислоты 16 г / (кг H₂O)

Таким образом, анализ критичности, проведенный на различных этапах разрушения активной зоны реактора в тяжелых запроектных авариях на начало выгорания топливной загрузки реактора ВВЭР-1000, показывает, что при концентрации борной кислоты 16 г / (кг H₂O), имеющейся в системах аварийного расхолаживания реактора, в ходе деградации активной зоны обеспечивается подкритичность.

ЛИТЕРАТУРА

1. Specialist meeting on severe accident management implementation, Summary and conclusion, NEA/CSNI/R(95)16, Niantic, Connecticut, USA, 12-14 June, 1995.
2. Kinnersly S.R. In-vessel core degradation in LWR severe accidents / S.R. Kinnersly et al. // A state of the art report to CSNI January 1991, NEA/CSNI/R(91)12, November 1991.
3. Шикалов В.Ф. Экспериментальное исследование и контроль подкритичности в баке отмывки колодца № 1 блока № 2 АЭС «ПАКШ» / В.Ф. Шикалов, Г.В. Лебедев / РНЦ Курчатовский институт // Измерения, важные для безопасности реакторов: Междунар. симпозиум. Смоленице, Словакия, 25-27 октября 2005 г. Смоленице, 2005.
4. Phebus FPT4: test description and pretest calculations / F. Serre, J.C. Crestia, S. Ederli, U. Bieder, F. Fichot // JAERI-Conf-98-009, Proc. of the workshop on severe accident research held in Japan (SARJ-97), Oct. 6-8, 1997. Yokohama, Japan, 1998. P. 274-278.
5. Тебин В.В. Комплекс программ САПФИР-ХТ26 для расчета полномасштабных активных зон реакторов ВВЭР методом Монте-Карло / В.В. Тебин // The future of nuclear energy on the Balkans: Security of energy supply and nuclear new builds: International nuclear forum. 15-18 june 2005, Riviera holiday club. Varna, Bulgaria, 2005.
6. Тебин В.В. Моделирование методом Монте-Карло нейтронно-физических характеристик полномасштабных активных зон реакторов ВВЭР / В.В. Тебин, А.Э. Борисенков // The future of nuclear energy on the Balkans: Security of energy supply and nuclear new builds: International nuclear forum. 15-18 june 2005, Riviera holiday club. Varna, Bulgaria, 2005.
7. Bandini G. Molten material relocation into the lower plenum / G. Bandini et al. // A status report, NEA/CSNI/R(97)34, September 1998.
8. Akers D.W. TMI-2 examination results from OECD-CSNI program / D.W. Akers et al. // NEA/CSNI/R(91)9, v.1, August 1991.
9. Bandini G. (in collaboration with NEA Task Group on Degraded Core Cooling). Status of degraded core issues, NEA/CSNI/R(2001)5, October 2000.
10. Behaviour of VVER fuel element tested under severe accident conditions in the CORA facility / S. Hagen, P. Hofman, G. Schanz, V. Noack, G. Schumacher, L. Sepold // (Post-test results of experiment CORA-W1), KfK report, KFKI-5212(1994).
11. Chemical-physical behavior of light water reactor core components tested under severe reactor accident conditions in the CORA facility / P. Hofmann, S.J.L. Hagen, V. Noack, G. Schanz, L.K. Sepold // Nucl. Technol. 1997. Vol. 118. № 3. P. 200-224.
12. Behaviour of VVER-1000 fuel element with boron carbide/steel absorber tested under severe accident conditions in the CORA facility (Post-test results of experiment CORA-W2) / S. Hagen, P. Hofman, G. Schanz, V. Noack, G. Schumacher, L. Sepold // KfK report, KFKI-5363(1994).
13. Mayr P. Investigation on the coolability of debris in lower head with WABE-2 and MESOCO2D / P. Mayr et al. // NEA/CSNI/R(98)18, Workshop Proc., 3-6 March 1998, Garching near Munich. Germany, 1998. P. 131-141.
14. Key phenomena of late phase core melt progression, Accident management strategies and status quo of severe fuel damage codes / H. Unger, M.K. Koch, Th. Linnemann, Th. Steinrotter, Chr. Weselman // EA/CSNI/R(98)18, Workshop Proc., 3-6 March 1998, Garching near Munich. Germany, 1998. P. 25-51.

Осадчий Александр Иванович –
кандидат технических наук РНЦ «Курчатовский институт»

Тебин Владимир Владимирович –
кандидат технических наук РНЦ «Курчатовский институт»

Борисенков Андрей Эдуардович –
кандидат технических наук РНЦ «Курчатовский институт»

Косоуров Константин Борисович –
старший научный сотрудник РНЦ «Курчатовский институт»

Киселев Николай Петрович –
старший научный сотрудник РНЦ «Курчатовский институт»

Поступила в редакцию 25 августа 2006 г.

Принята к публикации 29 сентября 2006 г.

УДК 621.039.5

А.Э. Борисенков, А.И. Осадчий, В.В. Тебин, К.Б.Косоуров

ВОПРОСЫ ЯДЕРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПЕРЕГРУЗКАХ РЕАКТОРА ВВЭР-1000

Рассмотрены вопросы ядерной безопасности при перегрузках топлива в реакторах ВВЭР-1000 в условиях нормальной эксплуатации и аварийных ситуациях. В качестве топливных загрузок активных зон выбраны типичные конфигурации на начало и конец выгорания топлива. Расчеты критичности проведены по программе САПФИР-ХТ26.

A. Borisenkov, A. Osadchy, V. Tebin, K. Kosourov

QUESTIONS OF NUCLEAR SAFETY AT OVERLOADS OF REACTOR VVER-1000

In article questions of nuclear safety surveyed at overloads fuel in reactors VVER-1000 in requirements of normal operation and emergencies. In the capacity of fuel fills of fissile regions typical configurations on the beginning and the end of a burn-out fuel. Calculations of a criticality are lead under the program SAPHIRE-XT26.

Принципиальная возможность достижения критического состояния при обращении с топливом на АЭС с реакторами типа ВВЭР-1000 обусловлена использованием в качестве топлива обогащенного урана и воды в качестве замедлителя. При этом возникновение ядерно-опасных ситуаций принципиально возможно по всей цепи прохождения топлива на АЭС.

Современные требования ядерной безопасности при обращении топлива на объектах ядерной энергетики [1] делают необходимым проведение анализов критичности по всей цепи прохождения топлива на АЭС как в режимах нормальной эксплуатации, так и в авариях, включая гипотетические.

Среди ядерно-опасных ситуаций, которые могут происходить на АЭС с реакторами ВВЭР, аварийные ситуации при перегрузке реактора занимают особое место в силу специфических отличий этих режимов от традиционных задач эксплуатации ядерных реакторов.

Задача определения K_{eff} в условиях нормальной эксплуатации и в аварийных режимах при перегрузке реактора существенно отличается от традиционных задач расчета характеристик активных зон, проводимых в основном с использованием эксплуатационных (малогрупповых диффузионных) программ (выгорание топливных загрузок, определение коэффициентов неравномерностей, эффектов и коэффициентов реактивности и др.).

Расчет K_{eff} в различных эксплуатационных состояниях при перегрузке реактора необходимо проводить для конфигураций ТВС в зоне с водными полостями, концентрацией борной кислоты в теплоносителе 16 г/(кг H_2O), плотностью теплоносителя в диапазоне от 0 до 1 г/см³. Диапазон этих параметров выходит за пределы возможностей эксплуатационных программ. Например, при вскипании теплоносителя в реакторе при перегрузке топлива нейтронный спектр может приближаться к спектру реакторов на промежуточных нейтронах, а как известно, малогрупповые приближения в этом случае неприменимы.

Рассмотренным выше требованиям удовлетворяют программы, реализующие метод Монте-Карло с использованием констант из файлов оцененных ядерных данных, без введения в них каких-либо дополнительных приближений и позволяющие создавать математические модели объектов с точным описанием их геометрии, произвольным распределением в них замедлителя и поглощающих элементов. В настоящей работе приведены результаты расчета методом Монте-Карло, полученные по программе САПФИР-ХТ26 [2, 3].

Расчетная модель реактора для анализа критичности при перегрузке составлена на основе типичной топливной загрузки реактора ВВЭР-1000 на начало и конец выгорания (рис. 1 и 2).

Рассмотренная топливная загрузка состоит из ТВС с направляющими каналами и дистанционирующими решетками из нержавеющей стали. В состав топливной загрузки входят ТВС трех сортов по обогащению. В свежих кассетах обогащением 4,4%, а также с профилированием твэлами обогащением 3,6% в качестве выгорающих поглотителей используются пучки СВП с содержанием бора 0,036 г/см³.

При плановых перегрузках для активной зоны реактора характерно большое количество комбинаций топливных кассет и водных полостей на местах извлечения отработавших ТВС. Поэтому для анализа ядерной безопасности при перегрузках топлива, которые осуществляются в водной среде при концентрации борной кислоты 16,0 г/(кг H_2O), необходим выбор характерных состояний активной зоны.

В табл. 1 приведено значение коэффициента размножения на начало и конец выгорания топливной загрузки при полностью загруженной активной зоне, концентрации борной кислоты 16,0 г/(кг H_2O) и температуре теплоносителя 50°C.

Таблица 1

Значения K_{eff} активной зоны на начало и конец выгорания топливной загрузки

Состояние активной зоны	Начало	Конец
K_{eff}	$0,922 \pm 0,001^1$	$0,835 \pm 0,001$

¹ Здесь и далее по тексту – статистическая погрешность расчета методом Монте-Карло.

Для демонстрации влияния водных полостей, образующихся при извлечении ТВС, проведены расчеты критичности. На рис. 3 и 4 приведены картограммы активных зон с водными полостями в различных областях активной зоны (концентрация борной кислоты 16,0 г/(кг H₂O)). В табл. 2 приведены значения коэффициентов размножения для этих случаев.

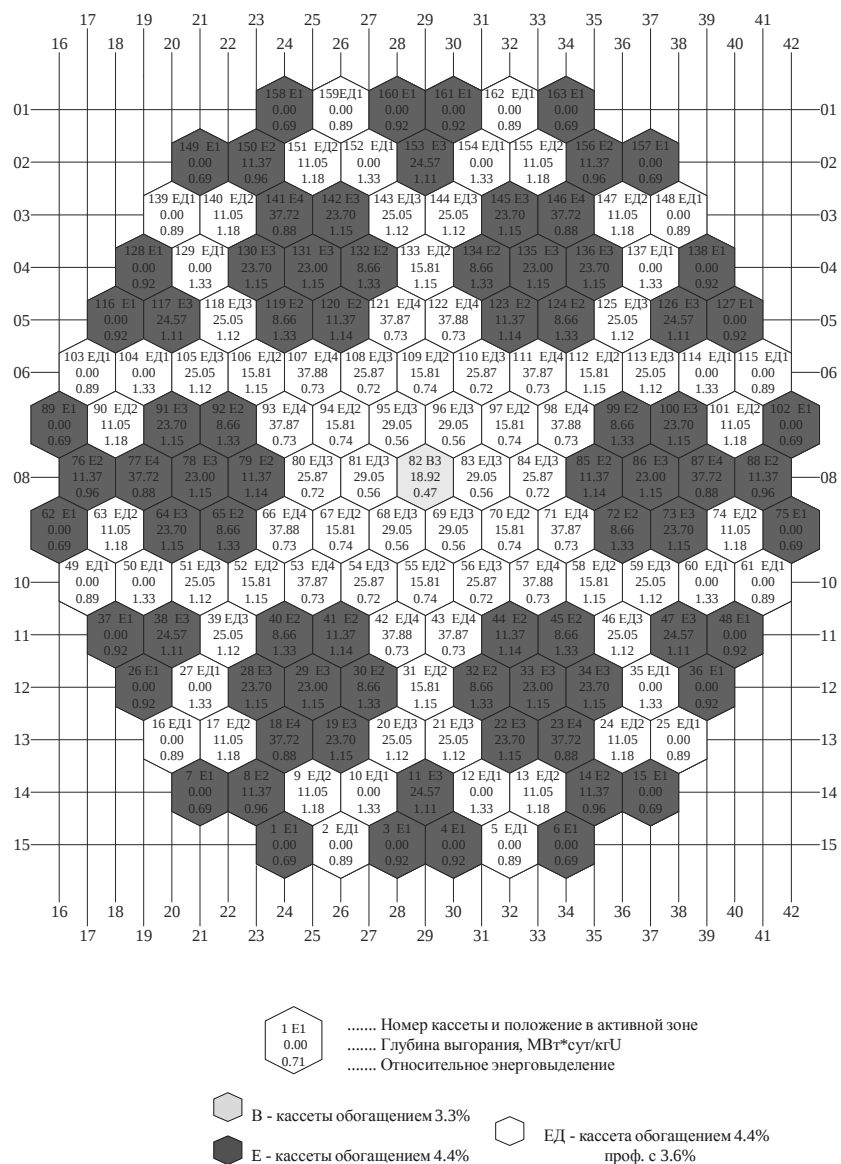


Рис. 1. Картограмма топливной загрузки реактора ВВЭР-1000 в начале кампании

Таблица 2

Значения K_{eff} активных зон с водными полостями

Состояние активной зоны	Начало кампании без водных полостей	Начало кампании с водными полостями (рис. 3)	Начало кампании с водными полостями (рис. 4)
K_{eff}	$0,922 \pm 0,001$	$0,920 \pm 0,001$	$0,897 \pm 0,001$

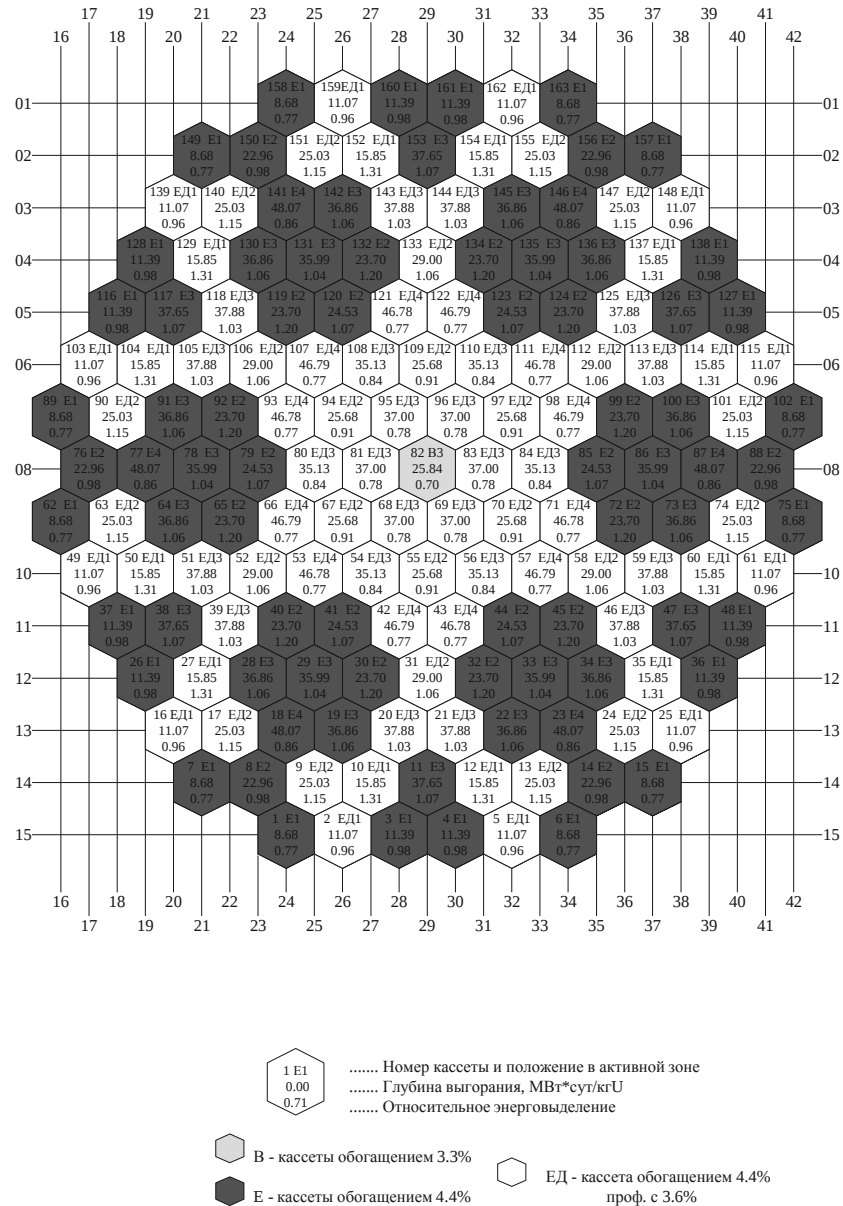


Рис. 2. Картограмма топливной загрузки реактора ВВЭР-1000 в конце кампании

Как следует из табл. 2, извлечение одного и того же количества ТВС из активной зоны (в рассматриваемом случае 12 ТВС) приводит к существенно различному снижению K_{eff} . Извлечение ТВС из центральных областей активной зоны, в которой глубоко выгоревшие ТВС находятся среди ТВС со средними глубинами выгорания (рис. 3), приводит к весьма слабому изменению коэффициента размножения, при этом $\Delta K_{eff} = -0,002$. Извлечение того же количества ТВС из областей, примыкающих к свежим топливным кассетам (рис. 4), приводит к существенно большему изменению коэффициента размножения, при этом $\Delta K_{eff} = -0,025$, так как увеличивается доля поглощенных нейтронов в борной кислоте возле ТВС с более высокими размножающими свойствами. Таким образом, извлечение топливных кассет из активной зоны, включая ТВС с максимальным выгоранием топлива, приводит к снижению коэффициента размножения.

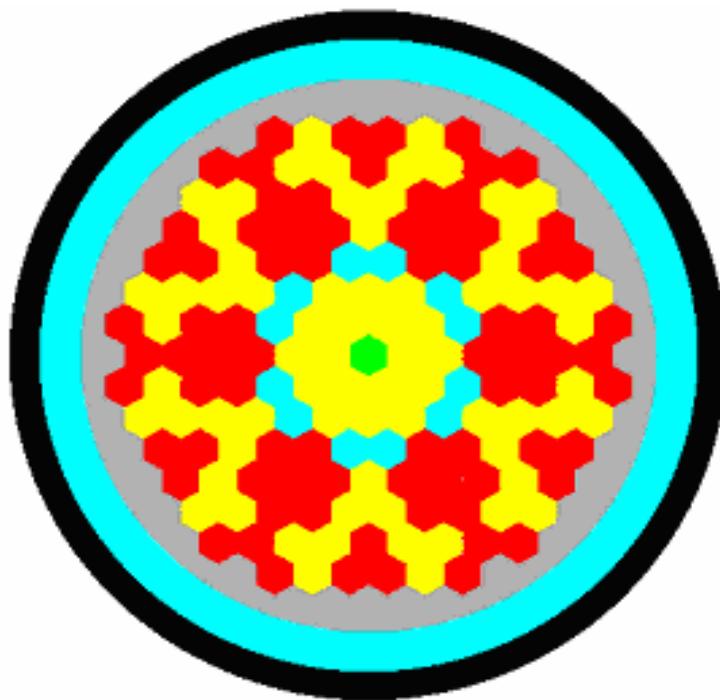


Рис. 3. Модель реактора ВВЭР-1000 с водными полостями (вариант 1),
— водная полость

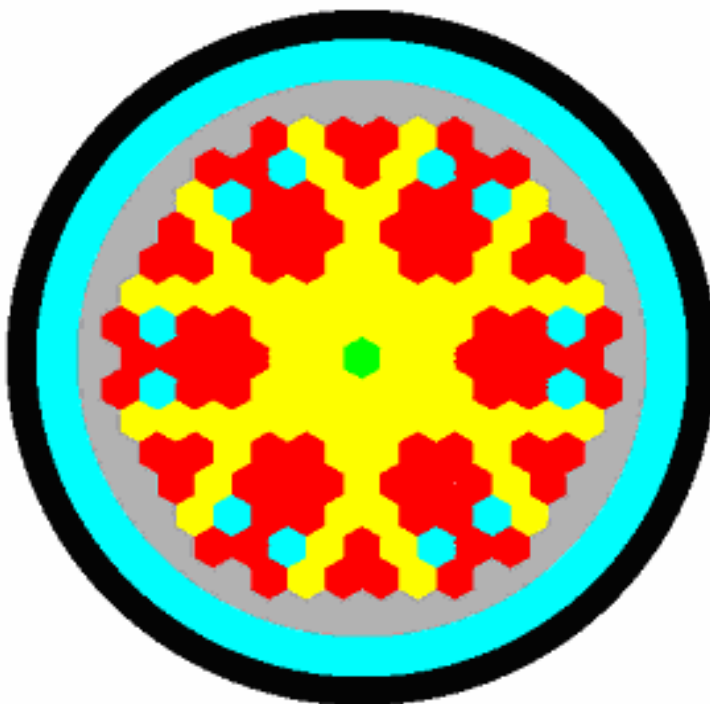


Рис. 4. Модель реактора ВВЭР-1000 с водными полостями (вариант 2),
— водная полость

Изменение плотности воды и концентрации борной кислоты в аварийных ситуациях также способны привести к росту K_{eff} .

Расчет коэффициентов размножения в диапазоне изменения плотности воды от нуля до $0,96 \text{ г/см}^3$ (концентрация борной кислоты $16,0 \text{ г/(кг H}_2\text{O)}$), температура теплоносителя 100°C), проведен для полностью загруженных топливом активных зон на начало и конец выгорания топливной загрузки (рис. 1 и 2). Результаты расчета K_{eff} представлены на рис. 5.

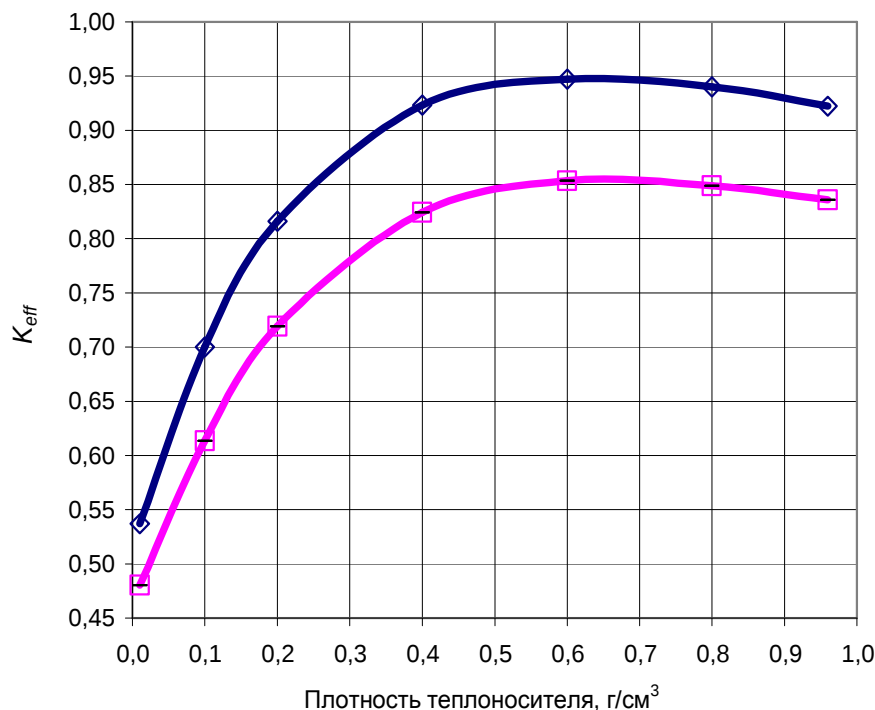


Рис. 5. Зависимость K_{eff} от плотности теплоносителя на начало и конец выгорания топливной загрузки: $\diamond$ — начало, $\square$ — конец

Результаты расчетов показывают, что снижение плотности воды в активной зоне приводит к изменению коэффициента размножения в широком диапазоне. Снижение плотности воды до $0,6 \text{ г/см}^3$ приводит к росту коэффициента размножения до $0,947$ и указывает на наличие отрицательного плотностного коэффициента реактивности при концентрации борной кислоты $16,0 \text{ г/(кг H}_2\text{O)}$. Дальнейшее снижение плотности воды приводит к резкому снижению коэффициента размножения, который для полностью осушенной активной зоны составляет $K_{eff} \sim 0,5$.

Расчет эффективных коэффициентов размножения в диапазоне изменения концентрации борной кислоты от $16,0 \text{ г/(кг H}_2\text{O)}$ до нуля проведен для начала и конца выгорания стационарной топливной загрузки активных зон (рис. 1 и 2). Результаты расчета K_{eff} представлены на рис. 6.

Результаты расчетов показывают, что для начала кампании критичность достигается при концентрации борной кислоты $11,0 \text{ г/(кг H}_2\text{O)}$, для конца кампании — при $5,0 \text{ г/(кг H}_2\text{O)}$. Полный вывод борной кислоты из теплоносителя приводит к росту коэффициента размножения до $1,22$ и $1,09$ соответственно.

Расчет коэффициентов размножения различных конфигураций активных зон с компактным размещением свежих топливных кассет проведен на начало топливной загрузки при отсутствии водных полостей в активной зоне. Нарушение регламента перегрузки задавалось последовательностью «рокировок» топливных кассет. Последовательность «рокировок» топливных кассет и коэффициенты размножения активных зон для этих случаев представлены в табл. 3.

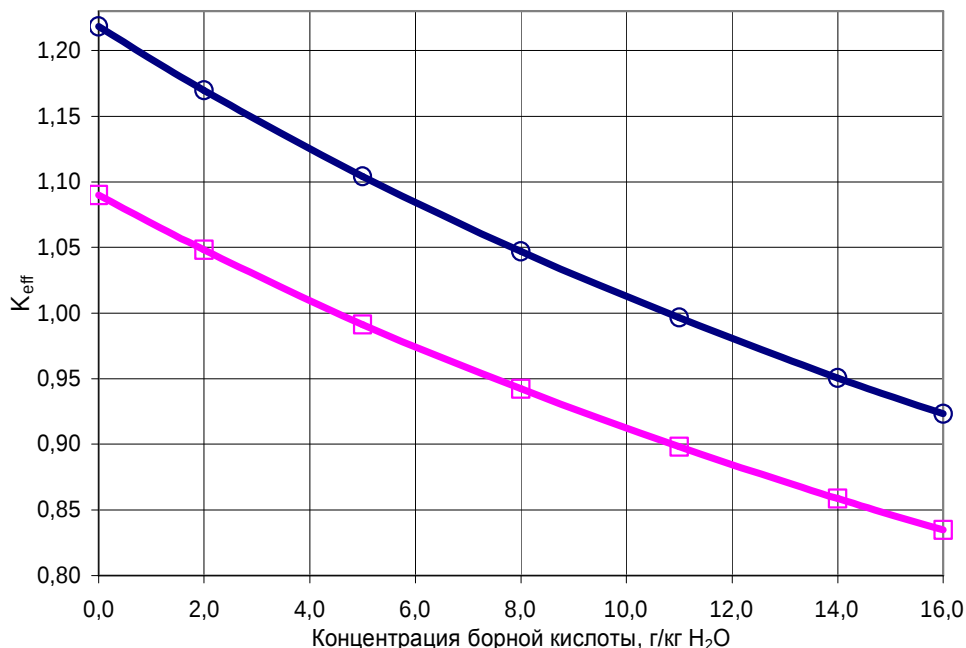


Рис. 6. Зависимость K_{eff} от концентрации борной кислоты в теплоносителе на начало и конец выгорания топливной загрузки: $\diamond$ – начало; $\square$ – конец

Таблица 3

Значения K_{eff} активной зоны при последовательных «рокировках» выгоревших ТВС со свежими

Схема перестановок ТВС	K_{eff}
Нет замещения	0,922±0,001
№ 163 - № 126	0,940±0,001
№ 163 - № 126+№ 48–№ 125	0,952±0,001
№ 163 - № 126+№ 48–№ 125+№ 1–№ 113	0,967±0,001
№ 163 - № 126+№ 48–№ 125+№ 1–№ 113+№ 62–№ 100	0,975±0,001
№ 163 - № 126+№ 48–№ 125+№ 1–№ 113+№ 62–№ 100+№ 149–№ 101	0,978±0,001

Результаты расчетов показывают, что для рассмотренной топливной загрузки пять последовательных «рокировок» выгоревших ТВС со свежими 4,4% обогащения, согласно последовательности, приведенной в табл. 3, приводит к росту K_{eff} с 0,922 до 0,978.

Таким образом, анализ ядерной безопасности на основе результатов расчетов критичности при перегрузке реактора с рассмотренной топливной загрузкой показывает:

– при полностью загруженной активной зоне в начале выгорания топливной загрузки $K_{eff}=0,922\pm0,001$, в конце $K_{eff}=0,835\pm0,001$ (концентрация борной кислоты 16,0 г/(кг H₂O), температура 50°C);

– извлечение топливных кассет из активной зоны, включая ТВС с максимальным выгоранием топлива, приводит к снижению коэффициента размножения;

– снижение плотности воды в активной зоне в авариях с кипением теплоносителя (концентрация борной кислоты 16,0 г/(кг H₂O)) до 0,6 г/см³ приводит к росту K_{eff} с 0,922±0,001 до 0,947±0,001, дальнейшее снижение плотности воды приводит к резкому снижению коэффициента размножения, для полностью осушенной активной зоны $K_{eff} \sim 0,5$;

– в аварийных ситуациях со снижением концентрации борной кислоты для начала выгорания топливной загрузки критичность достигается при концентрации борной кислоты 11,0 г/(кг H₂O), для конца – при 5,0 г/(кг H₂O), полный вывод борной кислоты из активной зоны приводит к росту коэффициента размножения до 1,22 и 1,09 соответственно;

– в аварийных ситуациях с нарушением регламента перегрузки замещение свежими ТВС частично выгоревших приводит к росту K_{eff} , при замене 5 выгоревших ТВС свежими достигается $K_{eff}=0,978\pm0,001$.

ЛИТЕРАТУРА

1. Правила безопасности при хранении и транспортировке ядерного топлива на объектах атомной энергетики. ПНАЭГ-14-029-91. М.: Энергоатомиздат, 1992.

2. Тебин В.В. Комплекс программ САПФИР-ХТ26 для расчета полномасштабных активных зон реакторов ВВЭР методом Монте-Карло / В.В. Тебин / РНЦ «Курчатовский институт» // The future of nuclear on the Balkans: security of supplies and nuclear new builds: International nuclear forum; Organized by Bulgarian Atomic Forum 15-17 June 2005. Riviera, Varna, Bulgaria, 2005.

3. Борисенков А.Э. Моделирование методом Монте-Карло нейтронно-физических характеристик полномасштабных активных зон реакторов ВВЭР / А.Э. Борисенков, В.В. Тебин / РНЦ «Курчатовский институт» // The future of nuclear on the Balkans: security of supplies and nuclear new builds: International nuclear forum. Organized by Bulgarian Atomic Forum 15-17 June 2005. Riviera, Varna, Bulgaria. 2005.

Борисенков Андрей Эдуардович –
кандидат технических наук РНЦ «Курчатовский институт»

Осадчий Александр Иванович –
кандидат технических наук РНЦ «Курчатовский институт»

Тебин Владимир Владимирович –
кандидат технических наук РНЦ «Курчатовский институт»

Косоуров Константин Борисович –
старший научный сотрудник РНЦ «Курчатовский институт»

Поступила в редакцию 25 августа 2006 г.

Принята к публикации 30 октября 2006 г.

УДК 621.039.5

А.И. Осадчий

ЯДЕРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ ПРИ ХРАНЕНИИ И ТРАНСПОРТИРОВКЕ ТОПЛИВА РЕАКТОРА ВВЭР-1000

Изложены принципы обеспечения подкритичности транспортировки и хранения топлива в условиях нормальной эксплуатации и при авариях.

NUCLEAR SAFETY AT SAVE AND TRANSPORT FUEL REACTORS VVER-1000

In article questions supply subcritical ratio at transport and save fuel in requirements of normal operation and emergencies.

Обеспечение ядерной безопасности АЭС является одной из важнейших задач атомной энергетики. При этом традиционно вопрос обеспечения безопасности АЭС связывается только с безопасностью самих реакторных установок. Обеспечению же ядерной безопасности при хранении и транспортировке топлива на АЭС уделяется несопоставимо меньшее внимание. Это происходит несмотря на постоянный рост обогащения топлива подпитки, который для реакторов ВВЭР-1000 превысил свое проектное значение 4,4%, и продолжающееся использование на АЭС с ВВЭР средств хранения и транспортировки топлива, разработанных в разное время. Одной из причин, обуславливающих такое отношение к обеспечению безопасности при хранении и транспортировке топлива на АЭС, является также отсутствие сколь бы то ни было серьезных инцидентов в России при обращении с топливом вне самого реактора.

Принципиальная возможность достижения критического состояния на АЭС с реакторами типа ВВЭР-1000 обусловлена использованием в качестве топлива обогащенного урана и воды в качестве замедлителя. При этом возникновение ядерно-опасных ситуаций принципиально возможно по всей цепи прохождения топлива на АЭС. Условия же, которые могут привести к достижению критичности на разных этапах прохождения топлива на АЭС, существенно различны.

По этой причине средства транспортировки и хранения топлива должны быть спроектированы таким образом, чтобы обеспечить подкритичность как в условиях нормальной эксплуатации, так и при авариях.

Специфика задачи анализа безопасности АЭС при обращении с топливом в аварийных режимах, для которых возможно образование критической массы, требует прежде всего выявления самих ядерно-опасных ситуаций. Анализ должен проводиться на основе требований нормативных документов ПНАЭГ-14-029-91 [1] и ПНАЭГ-01-036-95 [2] по результатам нейтронно-физических расчетов критичности.

Анализ нейтронно-физических особенностей рассматриваемых задач определения критичности показывает существенное отличие от традиционных задач физики реакторов, которое заключается в:

- различной геометрии устройств, предназначенных для обращения с топливом по всей цепи его прохождения на АЭС;
- наличию существенных неоднородностей между ТВС, например, большого слоя воды между кассетами и/или гетерогенных поглотителей в виде труб из бористой стали;
- возможности изменения плотности воды во всем диапазоне от нуля до $1,0 \text{ г/см}^3$;
- возможности перераспределения плотности воды по элементам устройств обращения с топливом;
- возможности изменения концентрации борной кислоты в теплоносителе первого контура при перегрузке реактора и в бассейне выдержки в диапазоне от нуля до $16 \text{ г/(кг H}_2\text{O)}$.

Таким образом, для определения критичности в задачах с указанной спецификой необходимо использовать программы, детально моделирующие пространственно-энергетическое распределение нейтронов, распределение нейтронов во всем диапазоне энергий в объектах со сложной геометрией. Этим требованиям в настоящее время удовлетворяют только программы, основанные на методе Монте-Карло с использованием детальных библиотек оцененных ядерных данных.

Физическая сложность данных задач, их многообразие и невозможность определения ошибок на промежуточных стадиях вычисления привели к необходимости использования нескольких независимых программных комплексов для гарантированного обоснования ядерной безопасности [3].

Характеристика же самого используемого топлива, которое обеспечивает высокие технико-экономические характеристики АЭС, такова, что критичность может быть достигнута в результате разрушения с неблагоприятной перекомпоновкой одной ТВС ВВЭР-1000 в водной среде. В физически большом массиве ТВС обогащением 4,4%, заполненном водой без растворенного в ней поглотителя, $K_{эфф} \approx 1,46$. Столь высокие размножающие характеристики топлива потребовали разработки конструкций средств транспортировки и хранения топлива, обеспечивающих ядерную безопасность в условиях нормальной эксплуатации и в аварийных ситуациях.

Основным физическим принципом, используемым в конструкциях средств обращения топлива, является организация слабосвязанных систем, т.е. систем, обмен нейтронами между отдельными ТВС в которых был бы минимальным.

Традиционно требуемая подкритичность в бассейнах выдержки реакторов ВВЭР обеспечивается за счет выбора шага размещения ТВС в водной среде. На рис. 1 представлена зависимость K_{∞} от шага размещения кассет обогащением 4,4% в водной среде без поглотителя. В бассейнах выдержки реактора ВВЭР-1000 ТВС размещены с шагом 40 см, обеспечивающим требуемое нормативными документами [4, 5] значение коэффициента размножения.

Однако данный способ обеспечения подкритичности помимо низкой вместимости бассейнов (зазор между ТВС ~ 15 см) не позволяет обеспечить подкритичность при низкой плотности воды (рис. 2). Еще одним недостатком данного способа обеспечения безопасности является возможность создания ядерно опасных ситуаций при разрушении ТВС. На рис. 3 представлена зависимость K_{∞} от шага размещения ТВС в ТВС обогащением 4,4%, размещенных в бассейне выдержки. Для сопоставления на этом же рисунке представлено K_{∞} от шага размещения бесконечной решетки ТВС и ТВС одиночной кассеты реактора ВВЭР-1000. Приведенные зависимости показывают возможность достижения критического состояния при нарушении геометрии ТВС. В бассейнах данного типа в аварийных ситуациях ядерная безопасность обеспечивается за счет борной кислоты, растворенной в теплоносителе.

Обеспечение подкритичности в бассейнах выдержки данного типа в аварийных ситуациях со снижением плотности воды, например при кипении за счет остаточных энерговыделений, и в авариях с нарушением целостности ТВС возможно за счет существенного увеличения шага размещения топливных кассет. Жесткие требования по вместимости бассейнов выдержки, предъявляемые к современным энергоблокам с реакторами ВВЭР, с обеспечением выдержки отработавших ТВС в бассейнах 5 лет и более, не позволяют использовать бассейны выдержки данного типа в строящихся в настоящее время АЭС с ВВЭР и рассматривать их в новых проектах.

Техническим решением, позволяющим обеспечить ядерную безопасность в определяющих аварийных ситуациях и увеличить вместимость бассейнов относительно традиционных более чем в 1,5 раза, является реализация в конструкциях стеллажей бассейнов выдержки и другого транспортно-технологического оборудования комбинированной «ловушки» нейтронов с использованием шестигранных труб из бористой стали.

В стеллажах бассейнов выдержки этого типа, которыми комплектуются современные энергоблоки с реакторами ВВЭР-1000, включая 5 и 6 энергоблоки АЭС «Козлодуй», топливные кассеты размещены с шагом 30,0 см и находятся в шестигранных трубах из бористой стали.

В представленной на рис. 1 зависимости K_{∞} от шага размещения ТВС обогащением 4,4% они находятся в шестигранных трубах из бористой стали. При полном смыкании труб и отсутствии воды между ними $K_{\infty} \approx 1,15$. Столь высокое значение коэффициента размножения, несмотря на практически полное поглощение тепловых нейтронов между ТВС, обусловлено обменом быст-

рых нейтронов. Увеличение шага размещения ТВС приводит к увеличению слоя воды между бористыми трубами. Замедление нейтронов в воде между трубами с последующим их поглощением позволяет эффективным образом обеспечить безопасность этой конструкции. При этом $\Delta K_{\infty} \approx 0,15$ в этой конструкции обеспечивается слоем воды между трубами $\sim 2,0$ см. Реализованный в стеллажах бассейнов выдержки шаг размещения ТВС 30,0 см позволяет при использовании топлива 4,4% обогащения обеспечить глубокую подкритичность с $K_{\infty} = 0,88$.

Размещение топливных кассет в трубах из бористой стали позволяет также обеспечить подкритичность в определяющих аварийных ситуациях со снижением плотности воды. На рис. 2 показана зависимость K_{∞} от плотности воды при равномерном ее изменении по объему бассейна и при ее снижении в ТВС при кипении за счет остаточных энерговыделений с неизменной плотностью воды в зазоре между трубами (опускной участок водной среды при кипении в бассейне). В рассмотренных вариантах снижение плотности воды приводит к снижению коэффициента размножения, что радикально отличает данную конструкцию от традиционной (рис. 2).

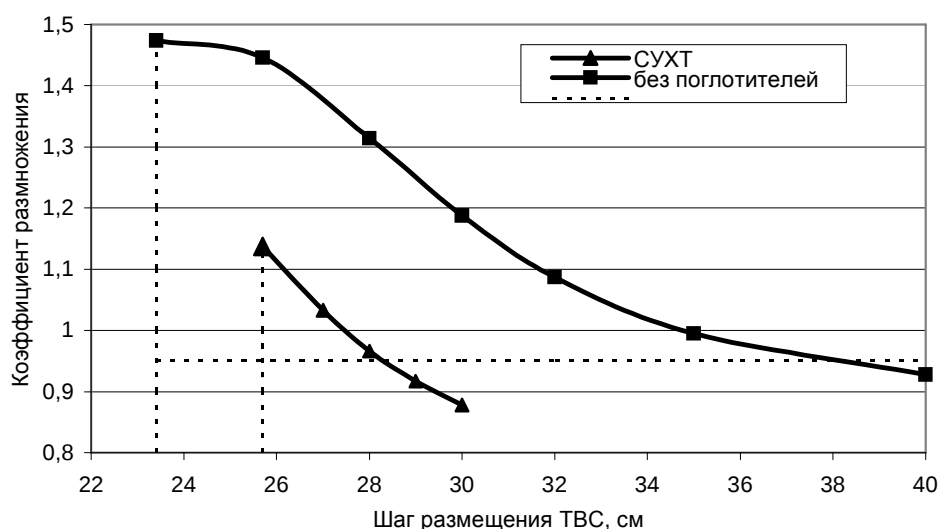


Рис. 1. Зависимость K_{∞} от шага размещения ТВС без поглотителей (неуплотненный бассейн выдержки) и при использовании труб из бористой стали (СУХТ)

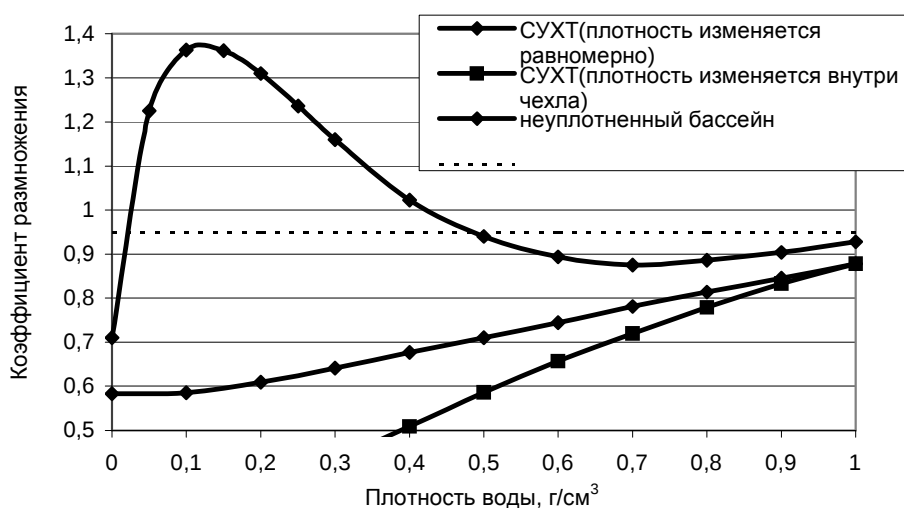


Рис. 2. Зависимость K_{∞} от плотности воды в неуплотненном и уплотненном бассейнах

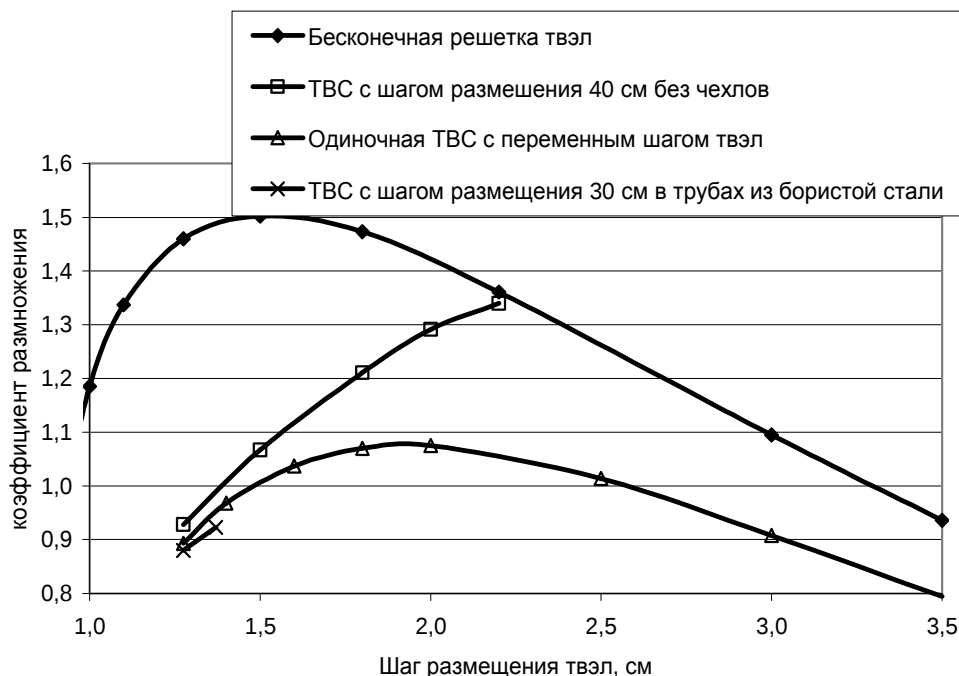


Рис. 3. Зависимость коэффициента размножения от шага размещения ТВЭЛ для одиночной ТВС, ТВС, находящихся в бассейнах без поглотителей и с поглотителями в виде шестигранных труб из бористой стали и для однородной решетки ТВЭЛ

Конструкции стеллажей бассейнов выдержки на основе шестигранных труб из бористой стали позволяют также обеспечить ядерную безопасность в аварийных ситуациях с изменением геометрии и разрушением ТВС, находящихся в трубах. В этом случае разрушение ТВС с неблагоприятной перекомпоновкой топлива внутри труб приводит лишь к относительно незначительному росту коэффициента размножения (рис. 3).

Таким образом, реализация на строящихся в настоящее время АЭС с реакторами ВВЭР конструкций на основе дистанционированных между собой шестигранных труб из бористой стали вместе с обеспечением ядерной безопасности позволяет увеличить вместимость бассейнов выдержки и других средств транспортировки и хранения по всей цепи прохождения топлива на АЭС более чем в 1,5 раза и в перспективе использовать топливо с обогащением выше 4,4% и МОХ топливо.

ЛИТЕРАТУРА

1. Правила безопасности при хранении и транспортировке ядерного топлива на объектах атомной энергетики. ПНАЭГ-14-029-91. М.: Энергоатомиздат, 1992.
2. Требования к содержанию отчета по обоснованию безопасности АС с реакторами типа ВВЭР. ПНАЭГ-01-036-95.
3. Гомин Е.А. Использование метода Монте-Карло для обоснования ядерной безопасности средств обращения с топливом АЭС с ВВЭР / Е.А. Гомин, А.И. Осадчий, В.В. Тебин // Nuclear power in eastern europe: options, challenges and future: International nuclear forum. 2002.

Осадчий Александр Иванович –
кандидат технических наук РНЦ «Курчатовский институт»

Поступила в редакцию 28 августа 2006 г.

Принята к публикации 29 сентября 2006 г.

В.В. Тебин, А.Э. Борисенков

**КОМПЛЕКС ПРОГРАММ САПФИР-2006 ДЛЯ РАСЧЕТА
ПОЛНОМАСШТАБНЫХ АКТИВНЫХ ЗОН РЕАКТОРОВ ВВЭР
МЕТОДОМ МОНТЕ-КАРЛО**

Приводятся описание и область применения комплекса программ САПФИР-2006. Комплекс предназначен для расчета полномасштабных активных зон реакторов ВВЭР методом Монте-Карло. Приведены результаты обобщенной верификации комплекса программ САПФИР-2006 по материалам расчета достаточно представительной выборки экспериментов из международного сборника бенчмарк экспериментов (HandBook).

V.V. Tebin, A.E. Borisenkov

**COMPLEX OF PROGRAMS SAPFIRE-2006 FOR CALCULATION
OF FULL-SCALE FISSILE REGIONS OF REACTORS VVER
BY A MONTE-CARLO METHOD**

In article the exposition and a usage of a complex of programs SAPFIRE-2006 is reduced. The complex intended for calculation of full-scale fissile regions of reactors VVER by a Monte-Carlo method. Outcomes of the generalized verification of a complex of programs SAPFIRE-2006 on materials of calculation enough representative sample of experiments from the international collection Bench-Mark experiments (HandBook) are reduced.

Повышение требований к обеспечению безопасности АЭС делает необходимым совершенствование программных средств, с использованием которых проводится анализ ядерной безопасности. Оценка ядерной безопасности для средств хранения и транспортировки топлива на АЭС выполняется с использованием программ, основанных на методе Монте-Карло и библиотеках фундаментальных ядерных данных. Современный уровень развития вычислительной техники открывает новые возможности для моделирования физических процессов методом Монте-Карло и в полномасштабных активных зонах реакторов ВВЭР.

Развитие нейтронно-физических программ, основанных на методе Монте-Карло и опирающихся на оцененные ядерные данные, происходило непрерывно в течение последних 50 лет за счет уточнения алгоритмов и детализации нейтронных сечений. Современные программы прецизионного типа, например широко известная американская программа MCNP, могут обеспечить аналоговое (в рамках общепринятых представлений о физике нейтронных процессов) моделирование миграции и столкновений нейтронов с ядрами при непрерывном слежении за энергией нейтронов. Возможности современной вычислительной техники позволяют проводить математическое моделирование полномасштабных критических экспериментов по программам прецизионного типа.

При повышении мощности вычислительной техники еще на несколько порядков станет возможен прецизионный расчет методом Монте-Карло полномасштабных активных зон энергетических реакторов в состоянии на мощности. При этом следует учитывать, что понятие «прецизионность» подразумевает отсутствие каких-либо сомнений у проводящего расчет

в адекватности математической модели реальному состоянию реактора. Все изотопы должны описываться детальной зависимостью сечений от энергии; геометрия во всех деталях должна соответствовать проектной документации; объемное распределение изотопного состава и температур должно учитываться для каждого ТВЭЛ и т.п.

Параллельно с программами прецизионного типа в практике нейтронно-физических расчетов используются многогрупповые программы, основанные на комбинации детерминированных и статистических методов. Расчет по этим программам проводится в два этапа. На первом этапе по спектральной программе рассчитываются отдельные фрагменты рассматриваемой системы и определяются групповые блокированные сечения. Затем методом Монте-Карло выполняется расчет всей системы в групповом приближении. Возможности современной вычислительной техники позволяет реально рассматривать проблему расчета энергетических реакторов с использованием комбинированных методов. В этом случае детализацию нейтронных сечений при реализации метода Монте-Карло можно выбирать уже по принципу необходимости, а не достаточности, как при прецизионном подходе.

В Институте ядерных реакторов на основе пакета программ САПФИР-II, который является переработанной и расширенной новой версией пакета САПФИР [1], в последние 10 лет были выполнены работы по определению необходимого набора алгоритмов для создания на существующей вычислительной технике комплекса программ расчета водо-водяных ядерных реакторов с использованием метода Монте-Карло. При этом использовались результаты расчета критических экспериментов и модельных задач по программе прецизионного типа САПФИР-ХТРТ. В результате этой работы был создан комплекс программ САПФИР-2006.

В комплекс включены следующие программы:

- спектральная программа САПФИР-GS63, которая представляет собой дальнейшее развитие программы САПФИР-BBP95 [2];
- групповая программа САПФИР-ХТ26 [3], которая предназначена для расчета полномасштабной активной зоны реактора ВВЭР;
- программа прецизионного типа САПФИР-ХТРТ.

В качестве базового константного обеспечения в комплексе используются российские оценки ядерных данных по состоянию 1987 года [4] с ревизией в 2003 году (БД ЛНФК 87/03). В комплексе имеется возможность проводить расчеты по альтернативной системе оцененных ядерных данных, полученной на основе библиотеки ENDF/B-VI [5].

Спектральная программа САПФИР-GS63 использует в области спектра деления формализм факторов резонансной самоэкранировки И.И. Бондаренко; в области неразрешенных и разрешенных резонансов в программе реализован обобщенный подгрупповой подход [6]; в области нейтронов ниже 1 эВ расчет проводится в 40-групповой модели с учетом термализации нейтронов. Геометрия учитывается с помощью метода вероятностей первых столкновений. Расчет вероятностей выполняется с использованием тех же геометрических модулей, что и при решении задач методом Монте-Карло.

При расчете реактора модель, реактор и отражатель разбиваются на ряд фрагментов, для которых по спектральной программе проводится нейтронно-физический расчет с выбранными граничными условиями (отражение, трансляция, утечка). Расчет проводится для набора состояний при различных глубинах выгорания (или флюенса потока нейтронов), температур топлива и замедлителя, давления, концентрации борной кислоты, концентрации ксенона, положения органов регулирования. Фрагмент включает одну или несколько (возле отражателя) ТВС и задается в двумерной или в трехмерной модели. Для описания геометрии и материального состава ТВС разработан специальный инженерный ввод. На вход комплекса подаются бланки описания ТВС, согласно стандартам проектной документации на загрузку активной зоны. Инженерный ввод снабжен системой контроля вводимой информации, которая позволяет существенно сократить число ошибок при описании ТВС.

Результатом расчета по спектральной программе является набор 26-групповых блокированных микросечений и концентраций изотопов для определенных в задании на расчет зон фрагмента. Данные, полученные по спектральной программе, при всех значениях варьируемых параметров состояния преобразуются в параметры интерполяционных формул и записываются в отдельную для каждого фрагмента текстовую библиотеку. При достаточно подробном задании набора параметров состояний такая библиотека может быть подготовлена однократно для данного типа ТВС и использоваться при решении различных задач с участием этой ТВС в течение всего ее срока службы от изготовления до переработки. Расчетное время для получения интерполяционной библиотеки одного фрагмента реактора в зависимости от степени подробности задания параметров состояния может варьироваться от одного до нескольких часов (расчетное время приводится для РС с процессором Intel при тактовой частоте ~ 3 ГГц). Объем текстовой библиотеки для одного фрагмента может варьироваться от 2 до 10 Мб.

После подготовки библиотек интерполяционных параметров для всех фрагментов можно проводить расчет методом Монте-Карло любого состояния реактора, параметры которого входят в диапазоны вариации параметров состояния заданных при подготовке библиотек. Программа расчета реактора многогрупповым методом Монте-Карло САПФИР-ХТ26 создана на основе программы ММК-ФК [7], которая используется в разных модификация практически во всех российских программах, реализующих метод Монте-Карло. Для описания реактора ВВЭР в комплекс введен специальный реакторный ввод исходных данных, который позволяет описать реактор в традиционном виде: через картограмму расположения ТВС, высотные слои и группы органов регулирования. Распределенные параметры состояния реактора задаются, если это необходимо, из внешних файлов.

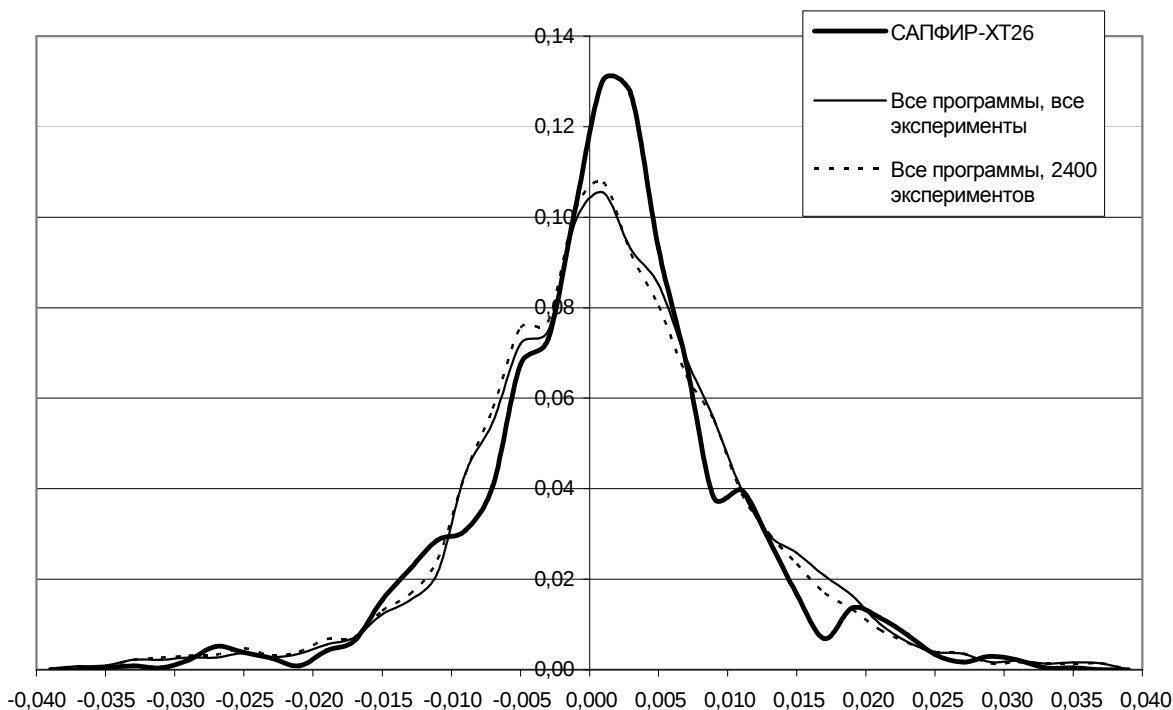
Подробность описания внутренней геометрии ТВС при расчете реактора определяется условиями регистрации дифференциальных функционалов. Если в каких-то слоях нет необходимости проводить регистрацию для отдельных твэл, то внутренняя структура распределения нейтронов при моделировании их траекторий учитывается на основе данных, полученных в спектральной программе. При анализе необходимых условий для корректного расчета реактора методом Монте-Карло в групповом приближении была установлена необходимость выделения трех условных материалов: водород, все делящиеся изотопы, все остальные изотопы. Рассеяние нейтронов на водороде моделируется с учетом корреляции потери энергии и угла рассеяния. В остальных случаях направление полета нейтрона после рассеяния моделируется в P_1 приближении. В группах ниже 1 эВ учитывается термализация нейтронов с помощью квадратной матрицы рассеяния. Все резонансные эффекты учтены на этапе спектрального расчета фрагментов и при расчете реактора в программе САПФИР-ХТ26 используются только групповые блокированные сечения.

В программе САПФИР-ХТРТ реализовано практически непрерывное слежение за энергией нейтронов с использованием детального описания нейтронных сечений. Физический алгоритм прецизионных программ значительно проще, чем при групповом подходе. Он четко регламентирован способом представления нейтронных сечений в библиотеках оцененных ядерных данных и основывается на существующих аналоговых представлениях о миграции нейтронов и их взаимодействии с материалами. Своеобразным «учебником» при построении таких программ является программа MCNP. Особенность программы САПФИР-ХТРТ состоит в возможности для части изотопов использовать групповые блокированные сечения, полученные по программе САПФИР-GS63. Время расчета по программам прецизионного типа существенно больше (иногда на порядки), чем по групповым программам, поэтому программа САПФИР-ХТРТ используется в комплексе как реперная для сравнительных расчетов упрощенных по составу и параметрам систем. Так как комплекс САПФИР-2006 предназначен в первую очередь для решения задач ядерной безопасности, в том числе и при рассмотрении тяжелых запроектных аварий с произвольным разрушенным топливом, оперативная проверка групповой модели является важным элементом повышения надежности результатов.

Моделирование пространственного перемещения нейтронов в комплексе САПФИР-2006 может выполняться с помощью двух геометрических модулей. При рассмотрении нестандартных конфигураций, например аварийных, используется универсальный комбинаторный модуль SCG-8 (автор М.И. Гуревич). С помощью этого модуля можно описать практически любую конфигурацию, в том числе при моделировании нарушения целостности ТВС. Модуль SCG-8 используется как на этапе спектрального расчета, так и на этапе расчета реактора в целом. При расчете штатной компоновки активной зоны реакторов ВВЭР используется специализированный геометрический модуль XYZW (автор С.С. Зуев). При использовании специализированного модуля быстродействие программы повышается в десятки раз. Такое повышение быстродействия программы связано с тем, что в групповых программах, реализующих метод Монте-Карло, основное время затрачивается на моделирование траектории нейтрона, а не на розыгрыш столкновений. При использовании универсального геометрического модуля расчет одного состояния реактора ВВЭР с определением распределения плотности деления по 16 слоям для каждой ТВС со статистической погрешностью $\sim 2\%$ выполняется несколько суток. При использовании специализированного модуля тот же результат можно получить за несколько часов.

Верификация программ для расчета k_{eff} в обоснование безопасности ядерных объектов обычно проводится путем расчета достаточно представительной выборки экспериментов из международного сборника бенчмарк экспериментов (HandBook) [8]. В настоящее время в сборнике приведено описание ~ 3800 критических экспериментов с различной геометрией, составом и спектром нейтронов. Среди них много сборок с урано-водными решетками, с растворами солей делящихся материалов, сборок с быстрым спектром нейтронов. В качестве делящихся материалов используются уран-235 в широком диапазоне обогащений, изотопы плутония, уран-233. Отдельно выделены сборки с МОХ топливом. Приводятся оцененные по результатам экспериментов значения k_{eff} при определенных критических параметрах. Там же приведены результаты расчета величин k_{eff} для этих экспериментов по различным программам и библиотекам оцененных ядерных данных. Верификацию по произвольному набору бенчмарк экспериментов обычно называют обобщенной.

На рисунке приведены результаты обобщенной верификации по всем типам экспериментов в HandBook программы САПФИР-ХТ26 с использованием российских оценок ядерных данных. По САПФИР-ХТ26 проведено моделирование 2400 экспериментов из HandBook (расчеты выполняли А.Э. Борисенков, С.С. Зуев, Р.Ю. Нестеренко, В.К. Осипов, В.В. Тебин). Среднеквадратичное отклонение результатов расчета и эксперимента составило 0,91%. Достаточность выборки экспериментов демонстрируют два других распределения. Сплошная линия показывает нормированное распределение отличий от эксперимента результатов расчета по всем программам всех экспериментов в HandBook. Пунктирная линия показывает нормированное распределение отклонений также для всех программ, но только для тех 2400 экспериментов, которые рассчитывались по САПФИР-ХТ26. Различия в этих распределениях незначительны, поэтому выборку в 2400 экспериментов можно считать достаточной для обобщенной верификации. Таким образом, точность программы САПФИР-ХТ26 при обобщенной верификации составляет 0,91%. Следует заметить, что для других программ, результаты моделирования по которым достаточно полно представлены в HandBook (более 1500 расчетов), среднеквадратичное отклонение от оцененных в экспериментах значений k_{eff} не меньше 0,9% (табл. 1). Среднемировая обобщенная точность по всем программам и по всем экспериментам HandBook в настоящее время составляет $\sim 1\%$, при этом сумма средней погрешности оценки в эксперименте и статистической ошибки расчета в два раза меньше. Это означает, что существуют проблемы при сопоставлении k_{eff} оцененного в экспериментах и при расчете k_{eff} на основе оцененных ядерных данных.



Нормированные распределения отклонений расчетных и оцененных в экспериментах значений k_{eff} при обобщенной верификации комплекса САПФИР-ХТ26

Таблица 1

Результаты обобщенной верификации программ на основе HandBook

Программа (страна)	Библиотека (страна)	Число экспери- ментов	Среднее смещение, %	Среднее квадратичное отклонение, %	Погрешность эксперимента + статистическая погрешность, %
САПФИР-ХТ26 (Россия)	БД ЛНФК 87/03 (Россия)	2400	0,13	0,91	0,43
MCNP (USA)	ENDF/B-V (USA)	2400	0,20	0,96	0,49
KENO (USA)	ENDF/B-IV (USA)	1700	0,34	1,20	0,50
Все эксперименты в HandBook, все программы		3800	0,18	1,05	0,46

Оценка погрешности программ при обобщенной верификации характеризует точность при рассмотрении произвольной конфигурации топлива, например при анализе тяжелых за-проектных аварий. Точность программы при расчете штатных ситуаций оценивается по результатам моделирования экспериментов соответствующего типа. В табл. 2 приведены результаты верификации программы САПФИР-ХТ26 с использованием российских оценок ядерных данных для урано-водных решеток. Для сравнения приведены результаты совокупной обработки всех расчетов в HandBook для экспериментов с урано-водными решетками.

При рассмотрении результатов верификации кинетических программ, базирующихся на фундаментальных ядерных данных, возникает вопрос, как относиться к точности 0,5% в рассчитанной величине k_{eff} . С точки зрения эксплуатационных расчетов реакторов ВВЭР по

диффузионным малогрупповым программам, где путем подбора содержания борной кислоты в воде можно получить $k_{eff}=1,0000$ с любой точностью, этот результат можно признать как неудовлетворительный. Однако если рассматривать этот результат как сопоставление микроэкспериментов по измерению нейтронных сечений и макроэкспериментов на критических сборках с помощью прямого математического моделирования, то можно считать этот результат вполне удовлетворительным.

Таблица 2

Результаты верификации программы САПФИР-ХТ26
по экспериментам с урано-водными решетками

Тип решетки	Число экспериментов	Доля рассчитанных от всех в HandBook, %	Среднее смещение, %	Среднее квадратичное отклонение, %	Погрешность эксперимента + статистическая погрешность, %
ВВЭР	281	100	0,14	0,48	0,37
PWR	320	62	-0,16	0,62	0,28
ВВЭР+PWR	601	76	-0,02	0,56	0,32
Все из HandBook для ВВЭР и PWR	800	100	-0,41	0,85	0,33

Программы комплекса САПФИР-2006 широко используются при обосновании ядерной безопасности средств обращения с ядерным топливом. С результатами расчета полномасштабных активных зон реакторов ВВЭР-1000 и ВВЭР-440 по этим программам можно ознакомиться в работах [3, 10, 11].

ЛИТЕРАТУРА

1. Artemov V. Development of neutronic models for two types of reactors based on the «SAPFIR» package of universal algorithms / V. Artemov et al. // Safety Issues Associated with Plutonium Involvement in the Nuclear Fuel Cycle, 159-172. Eds. Kluwer Academic Publishers Printed in the Netherlands, 1998.
2. Программа САПФИР_ВВР95 с библиотекой БНАБ-78/С-95. Регистрационный номер ПС в ЦЕП-378 от 08.07.96. Регистрационный номер паспорта аттестации ПС-90 от 18.12.97.
3. Тебин В.В. Комплекс программ САПФИР-ХТ26 для расчета полномасштабных активных зон реакторов ВВЭР методом Монте-Карло / В.В. Тебин / РНЦ «Курчатовский институт» // The future of nuclear on the Balkans: security of supplies and nuclear new builds: International nuclear forum. Organized by Bulgarian Atomic Forum 15-17 June 2005. Riviera, Varna, Bulgaria, 2005.
4. Юдкевич М.С. Банк нейтронно-физических констант института атомной энергии им. И.В. Курчатова / М.С. Юдкевич // ВАНТ. Сер. Ядерные константы. 1984. № 5 (59). С. 3.
5. ENDF/B-VI BNL-NCS-44945 Rev.2/1997.
6. Тебин В.В. Обобщенный подгрупповой подход к расчету резонансного поглощения / В.В. Тебин, М.С. Юдкевич // Атомная энергия. 1985. Т. 59. Вып. 2. С. 96.
7. Франк-Каменецкий А.Д. Моделирование траекторий нейтронов при расчете методом Монте-Карло / А.Д. Франк-Каменецкий. М.: Атомиздат, 1978. Сер. ФЯР.
8. International Handbook of Evaluated Criticality Safety Benchmark Experiments. NEA/NSC/DOC(95) 03. September 2003 Edition.
9. Борисенков А.Э. Моделирование методом Монте-Карло нейтронно-физических характеристик полномасштабных активных зон реакторов ВВЭР / А.Э. Борисенков,

В.В. Тебин / РНЦ «Курчатовский институт» // The future of nuclear on the Balkans: security of supplies and nuclear new builds: International nuclear forum. Organized by Bulgarian Atomic Forum 15-17 June 2005. Riviera, Varna, Bulgaria, 2005.

10. Осадчий А.И. Ядерная безопасность при хранении и транспортировке топлива реактора ВВЭР-1000 / А.И. Осадчий // The future of nuclear on the Balkans: security of supplies and nuclear new builds: International nuclear forum. Organized by Bulgarian Atomic Forum 15-17 June 2005. Riviera, Varna, Bulgaria, 2005.

11. Критичность активных зон, разрушенных в тяжелых запроектных авариях / А.И. Осадчий, В.В. Тебин, А.Э. Борисенков, К.Б. Косоуров, Н.П. Киселев // Атомная энергетика и окружающая среда: Междунар. атомный форум. 2-4 июня 2006 г. Болгария, Варна, 2005.

Тебин Владимир Владимирович –
кандидат технических наук РНЦ «Курчатовский институт»

Борисенков Андрей Эдуардович –
кандидат технических наук РНЦ «Курчатовский институт»

Поступила в редакцию 25 августа 2006 г.

Принята к публикации 29 сентября 2006 г.

УДК 621.039.5

А.Э. Борисенков, В.В. Тебин

РАСЧЕТ НЕЙТРОННО-ФИЗИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ПОЛНОМАСШТАБНЫХ АКТИВНЫХ ЗОН РЕАКТОРОВ ВВЭР

Представлены результаты расчета полномасштабных (360°) трехмерных моделей активных зон реакторов ВВЭР с использованием программы САПФИР-ХТ26 методом Монте-Карло. На минимально контролируемом уровне мощности рассчитаны параметры критических состояний реактора при различных положениях органов регулирования в активной зоне, эффективность аварийной защиты, эффективность борной кислоты, коэффициенты реактивности по температуре теплоносителя.

A. Borisenkov, V. Tebin

CALCULATION OF NEUTRON-PHYSICAL CHARACTERISTICS OF FULL-SCALE FISSILE REGIONS OF REACTORS VVER

In article results of calculation of full-scale (360°) 3-measured sample pieces of fissile regions of reactors VVER with use of the program SAPFIRE-XT26 a Monte-Carlo method presented. At under loadly checked level of power

parameters of criticalities of a reactor are designed at various standings of bodies of regulation in a fissile region, efficiency of an emergency protection, efficiency of boric acid, reactivity coefficients on temperature of the heat-transfer agent.

Традиционно расчет нейтронно-физических характеристик активных зон реакторов типа ВВЭР проводится на основе малогрупповых констант в диффузионном приближении. Этот прием, используемый более 40 лет, позволил на начальных этапах развития программного обеспечения (1960-70-е годы) на слабой вычислительной технике (М-220, БЭСМ-6) проводить проектные расчеты характеристик активных зон реакторов ВВЭР-440 и ВВЭР-1000 и обеспечить определение основных характеристик топливных циклов, используемых в то время. Развитие этого метода позволило в настоящее время разработать 4-годичные топливные циклы с уран-гадолиниевым топливом и высокими технико-экономическими показателями.

Однако при использовании малогруппового диффузионного приближения для обеспечения удовлетворительной точности результатов расчетов требуют «настройки» по результатам тестовых расчетов, данных эксплуатации, результатов экспериментов и т.д. При этом для проведения расчетов новых топливных загрузок, отличающихся от базовой видом, конструкцией или способом расположения выгорающего поглотителя, обогащением топлива, способом формирования топливных загрузок и т.д., необходимо проведение «перенастройки» используемых программ.

Современный уровень развития программного обеспечения, библиотек оцененных ядерных данных и вычислительной техники позволяет реализовать алгоритм расчета характеристик активных зон реакторов, основанный на моделировании нейтронно-физических процессов методом Монте-Карло.

В статье представлены результаты расчета полномасштабных (360°) 3-мерных моделей активных зон реакторов ВВЭР с использованием программы САПФИР-ХТ26 [1]. По программе САПФИР-ХТ26 были проведены расчеты некоторых состояний ВВЭР-1000 и ВВЭР-440.

Расчетная модель реактора ВВЭР-1000 составлена на основе данных 1-й топливной загрузки 1 блока Ростовской АЭС.

По данным [2, 3] топливная загрузка состояла из ТВС с циркониевыми направляющими трубками и дистанционирующими решетками. В состав топливной загрузки входят ТВС трех сортов по обогащению. На рис. 1 представлена картограмма первой топливной загрузки. На рис. 2 показана схема размещения групп органов регулирования.

В расчетную модель в радиальном направлении входили также выгородка, отражатель и корпус реактора. С торцов активной зоны учитывались конструкции ТВС на 30 см выше и ниже границы топлива.

По программе САПФИР-ХТ26 рассчитывались следующие нейтронно-физические характеристики активной зоны на МКУ мощности:

- параметры критических состояний реактора при различных положениях органов регулирования в активной зоне;
- эффективность аварийной защиты;
- эффективность борной кислоты;
- коэффициенты реактивности по температуре теплоносителя.

Эффективность аварийной защиты экспериментально определялась путем измерения реактивности, вводимой при сбрасывании органов регулирования в активную зону реактора.

Для определения расчетных значений эффективности аварийной защиты и эффективности «застывшего» ОР СУЗ для каждого из трех состояний реактора проводилось по три расчета:

- исходное состояние;
- состояние, при котором все органы регулирования находятся на нижнем конце активной зоны;

– состояние, при котором все органы регулирования находятся на нижнем конце активной зоны, кроме одного застрявшего.

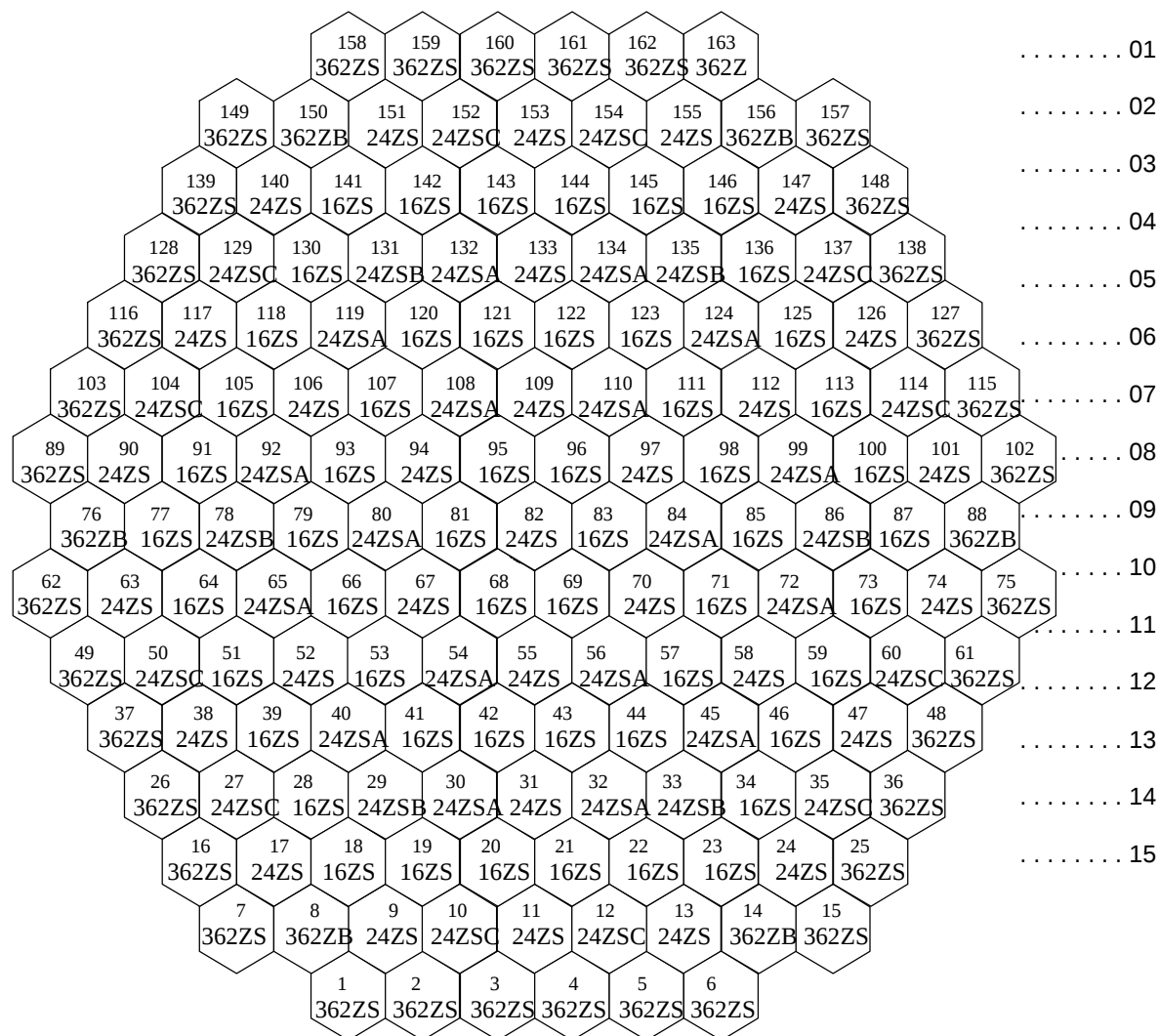


Рис. 1. Картограмма первой топливной загрузки

На рис. 3 приведены отклонения расчетных значений K_{eff} от единицы для 28 критических состояний, отличающихся положением органов регулирования и параметрами состояния активной зоны. Статистическая погрешность расчетов 0,0003.

Результаты расчетных значений эффективности аварийной защиты в целом согласуются с экспериментальными значениями.

По программе САПФИР-ХТ26 было смоделировано 3 сброса аварийной защиты. Отклонения от эксперимента составили (%): 0,23; 0,48; 0,54 при статистической погрешности 0,08%.

Расчетная эффективность борной кислоты вычислялась как отношение введенной реактивности к приращению концентрации борной кислоты относительно базового критического состояния $dr/dC_{H_3BO_3}$ ($\beta_{эфф}/г/кг$). Расчетный коэффициент реактивности по концентрации борной кислоты ($10^{-2}/(г/кг)$) составил $-1,85 \div -1,95 \pm 0,08$, что хорошо согласуется с проектными данными $-2,00 \div -2,21$, характерными для первой загрузки.

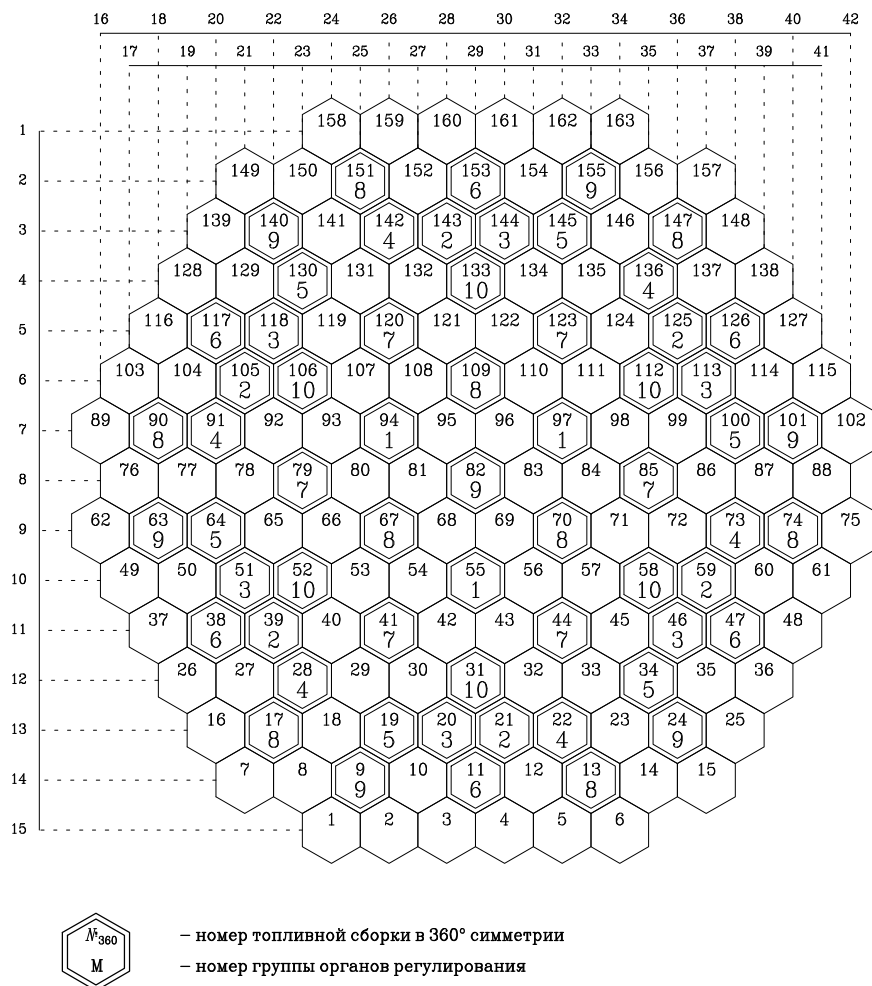


Рис. 2. Распределение ОР СУЗ по группам

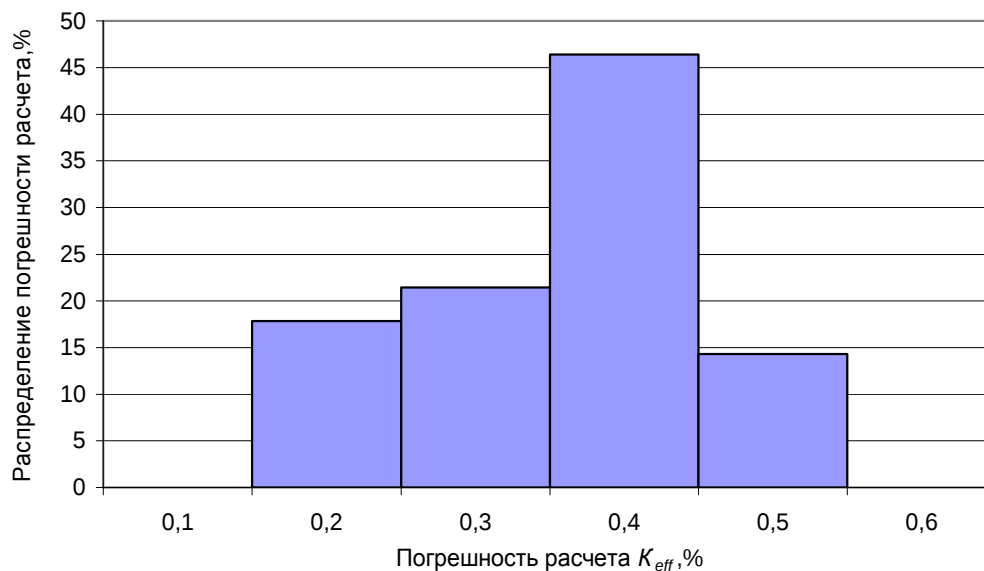


Рис. 3. Распределение погрешности расчета K_{eff} критических состояний по комплексу САПФИР-ХТ26

Экспериментальное значение коэффициента реактивности по температуре теплоносителя вычислялось как отношение введенной реактивности к приращению температуры $\partial\rho/\partial T = \partial\rho/\partial T_{H_2O} + \partial\rho/\partial T_{UO_2}$, ($\rho_{эфф}/^{\circ}C$). При использовании метода Монте-Карло расчет малых реактивностей (сравнимых со статистической погрешностью) представляет определенные трудности. Поэтому были проведены 7 расчетов с близкими температурами, а оценка коэффициента реактивности было получена линейной интерполяцией значений K_{eff} . Результаты расчета представлены на рис. 4. Время расчета одного состояния 3 часа с использованием специализированного для ВВЭР геометрического модуля (время приводится для РС с процессором Intel при тактовой частоте $\sim 3 ГГц$). Расчетное значение реактивности было определено равным $-5,811 \pm 0,03$ ($10^{-3}\%/^{\circ}C$). При проведении эксперимента были получены два значения реактивности $-2,52 \pm 0,02$ ($10^{-3}\%/^{\circ}C$) и $-5,70 \pm 0,5$ ($10^{-3}\%/^{\circ}C$). С учетом малых значений реактивности полученный результат можно оценить как успешный. Как видно из рисунков, прямое численное дифференцирование $\Delta K_{eff}/\Delta T_{аз}$ при неудачном выборе шага $\Delta T_{аз}$ может привести к неверному результату (положительной реактивности) из-за сопоставимости статистической ошибки метода Монте-Карло и значения реактивности.

По программе САПФИР-ХТ26 было проведено несколько пробных расчетов реактора ВВЭР-440, работающего на мощности. Данные о концентрации борной кислоты, глубинах выгорания и температуре замедлителя взяты из соответствующего архива системы внутриреакторного контроля для этих состояний. Рассмотрен временной интервал от 140 до 147 эфф. суток, внутри которого проведен расчет 8 состояний примерно через 24 часа. За этот период мощность отличалась от номинальной не более чем на 10%. Загрузка активной зоны была исходно асимметричной относительно угла 60° . Время расчета одного состояния методом Монте-Карло ~ 1 час при использовании специализированного геометрического модуля. Время подготовки интерполяционных библиотек по спектральной программе для всех вариантов составило ~ 12 часов.

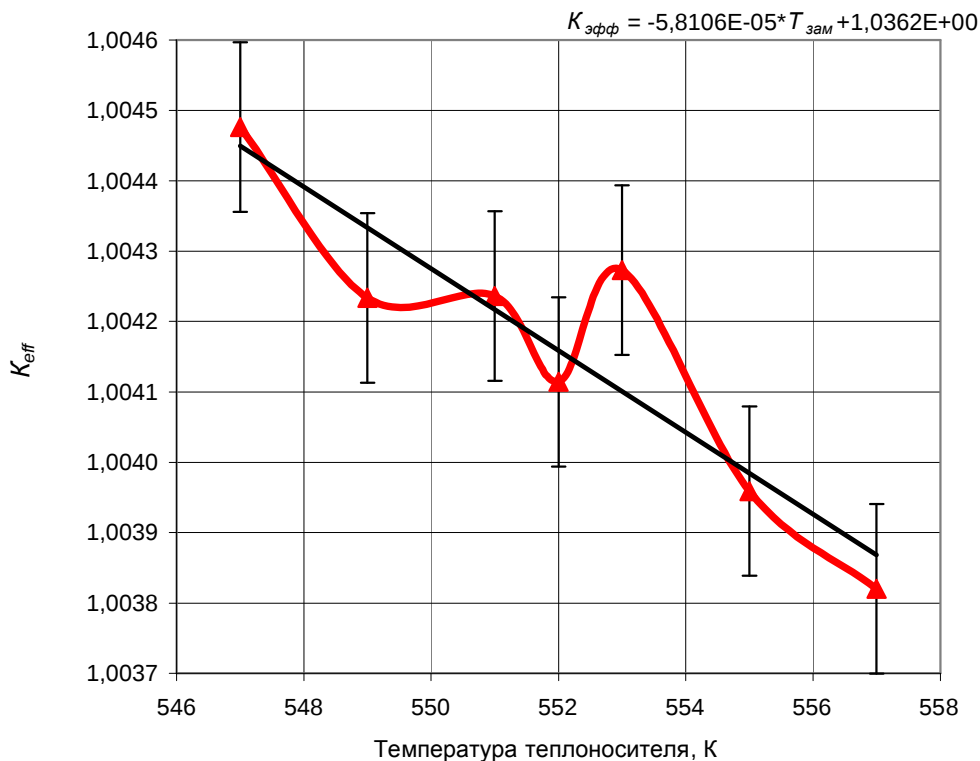


Рис. 4. Определение температурного коэффициента реактивности прямым расчетом K_{eff}

Среднее расчетное значение K_{eff} для 8 состояний получено равным 1,0003 при максимальных отклонениях: $-0,0006 + 0,0006$.

На основании этих расчетов были сделаны выводы о принципиальной возможности расчета реакторов ВВЭР в состояниях на мощности методом Монте-Карло. Однако оценку точности расчета методом Монте-Карло дифференциальных характеристик нецелесообразно проводить путем сравнения с результатами расчета по эксплуатационным программам. Хотя внутренние данные эксплуатационных расчетов хорошо между собой согласованы, иногда это согласование достигается за счет отклонения отдельных параметров от их физических значений. Поэтому необходимо дополнить комплекс САПФИР-ХТ26 модулями учета изменения изотопного состава в процессе выгорания топливной загрузки при расчете реактора и проводить сравнение с результатами эксплуатации по температурам теплоносителя на выходе из ТВС и электрическим токам, измеряемым в цепи эмиттеров детекторов прямого заряда. Естественное, что последовательный расчет состояний реактора методом Монте-Карло в течение одной кампании потребует больших временных затрат, однако польза от таких расчетов, в том числе и для доводки эксплуатационных программ, будет несомненной.

ЛИТЕРАТУРА

1. Тебин В.В. Комплекс программ САПФИР-ХТ26 для расчета полномасштабных активных зон реакторов ВВЭР методом Монте-Карло / В.В. Тебин / РНЦ «Курчатовский институт» // The future of nuclear on the Balkans: security of supplies and nuclear new builds: International nuclear forum. Organized by Bulgarian Atomic Forum 15-17 June 2005. Riviera, Varna, Bulgaria, 2005.

2. Филимонов П.Е. Некоторые аспекты обоснования безопасности 1^й топливной загрузки 1-го блока Волгодонской АЭС / П.Е. Филимонов, С.П. Аверьянова, Ю.А. Крайнов // Эксплуатационная безопасность во время пуска нового блока и начального этапа эксплуатации: региональный семинар МАГАТЭ. Россия, Волгодонская атомная электростанция, 9-13 сентября 2002 г. Волгодонск, 2002.

3. Терешонок В.А. Влияние положения ионизационных камер относительно отдельных органов регулирования ВВЭР-1000 на показания измерителей реактивности / В.А. Терешонок, В.П. Поваров // Теплоэнергетика. 2003. № 5. С. 22-25.

Борисенков Андрей Эдуардович –
кандидат технических наук РНЦ «Курчатовский институт»

Тебин Владимир Владимирович –
кандидат технических наук РНЦ «Курчатовский институт»

Поступила в редакцию 15 сентября 2006 г.

Принята к публикации 16 октября 2006 г.

ВОПРОСЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ БАЛАКОВСКОЙ АЭС

УДК 621.039

А.Н. Захарнов, А.В. Шутиков

ВОПРОСЫ РАСШИРЕНИЯ ФУНКЦИОНАЛЬНЫХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ СВРК С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЕЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОБЛОКОВ

Проведено обоснование возможностей совершенствования СВРК, обеспечивающих повышение достоверности представления информации персоналу, осуществляющему контроль за состоянием и управлением реакторной установкой и повышение точности определения основных технологических параметров, отражающих проектные пределы и условия эксплуатации энергоблоков.

A. Zazharnov, A. Shutikov

EXPANSION ISSUES OF ICI FUNCTIONAL POSSIBILITIES WITH THE PURPOSE OF ITS EFFECTIVENESS ENHANCEMENT DURING UNITS OPERATION

Justification of possibility of ICI enhancement is conducted, providing improvement of authentic information display to the personnel, performing reactor control and improve accuracy of main technical parameters reflecting design limits and Units operation conditions.

Создание и разработка системы внутриреакторного контроля начались более 20 лет назад. До настоящего времени изменения, вносимые в СВРК на энергоблоках Балаковской АЭС как в аппаратной, так и в программной части, коренным образом не изменили состояние системы. В настоящее время система внутриреакторного контроля (СВРК) и внешнее математическое программное обеспечение «Хортица» являются морально и физически устаревшими. К недостаткам штатной системы СВРК, не затрагивая раздела физических расчётов, можно отнести:

- наличие ограниченного количества форматов и отсутствие форматогенератора, что, особенно при переходных режимах энергоблока, создает оперативному персоналу блочного щита управления (БЩУ) определённые неудобства при контроле состояния активной зоны реактора;

- отсутствие системы информационной поддержки оператора в части выработки рекомендаций и проверки действий оператора;

- отсутствие возможности автоматизации работ, не входящих в проектный перечень задач (аналог – макрос в Excel);
- отсутствие возможности переноса в базу системы внутриреакторного контроля данных в электронном виде, лабораторно подготовленных на ПЭВМ;
- отсутствие возможности сбора и переноса данных в электронном виде из базы системы внутриреакторного контроля на ПЭВМ.

Для безопасной и эффективной работы реакторной установки в соответствии с рабочими технологическими регламентами безопасной эксплуатации энергоблоков Балаковской АЭС, Регламентом инженерно-физического сопровождения СВРК, Номенклатурой эксплуатационных нейтронно-физических расчётов и экспериментов для топливных загрузок ВВЭР-1000 необходимо выполнение ряда работ по анализу и обработке больших массивов данных, снятых с системы внутриреакторного контроля. В настоящее время при наличии возможности переноса данных с СВРК на ПЭВМ, часть работ можно было формализовать, реализовав на персональных компьютерах программы обработки полученных данных, повысив при этом точность конечных результатов, сократить трудозатраты и количество персонала, выполняющего работы (например, при автоматизации работ, связанных с записью данных для калибровки термодатчиков, сократить время разогрева РУ).

Анализ возможности снятия данных с СВРК и ввод их в ПЭВМ показал, что в соответствии с проектом вывод информации с системы внутриреакторного контроля производится на магнитную ленту с использованием накопителя магнитных лент СМ 5309 и на бумажный носитель через устройства печати УБП А522-5/1 и УПЗ А521-4/6.

Перенос данных с распечаток на ПЭВМ (при планируемом объёме данных) является трудоёмкой процедурой, при выполнении которой высока вероятность ошибок.

Процедура ввода данных в ПЭВМ с магнитных лент с использованием накопителей на магнитной ленте (НМЛ) осложнена тем, что накопители магнитных лент – морально устаревшие устройства и в настоящее время на Балаковской АЭС накопители, сопряжённые с ПЭВМ, отсутствуют.

При создании локальной вычислительной сети Балаковской АЭС для персонала, выполняющего функции контроля и сопровождения эксплуатации энергоблоков, была реализована задача представления форматов текущих параметров оборудования и рабочих сред энергоблоков на удалённые рабочие места. Для реализации данной задачи между персональным компьютером, подключённым к ЛВС и установленным на управляющей вычислительной станции (УВС) энергоблока, и СМ-2М была организована одноранговая информационная сеть, что позволило с определённой периодичностью производить передачу в ЛВС данных о текущем состоянии энергоблока. Создание библиотеки программ позволило производить распознавание, обработку и представление данных непосредственно на ПЭВМ, установленных на рабочих местах пользователей. Таким образом, при наличии доступа к определённой области локальной вычислительной сети (ЛВС) (области, где хранятся файлы с данными о текущем состоянии энергоблоков) и используя уже созданные программные средства по чтению и обработке файлов состояния энергоблоков, задача переноса и архивизации на ПЭВМ удалённого пользователя текущих параметров энергоблока может быть достаточно просто решена.

Результаты реализации процедуры сбора данных с СВРК в режиме реального времени и последующей обработки собранных данных на ПЭВМ покажем на примере работ «Калибровка датчиков термоконтроля СВРК» и «Проверка правильности идентификации аппаратурой СВРК расположения датчиков энерговыделения и термоконтроля в активной зоне реактора».

Калибровка датчиков термоконтроля СВРК

Цель данной работы заключается в определении индивидуальных поправок к показаниям термодатчиков СВРК при фиксированных температурах и экстраполяция полученных поправок на рабочие температуры реакторной установки.

При проведении данной работы штатными средствами на интервале температур 200-280°C при разогреве теплоносителя первого контура РУ перед выходом на минимально контролируемый уровень мощности (МКУ) после планово-предупредительного ремонта (ППР) производится 2-3 раза стабилизация температуры теплоносителя на время 15-20 минут. В течение этого времени программа калибровки, входящая в состав ВМПО «Хортица», производит сбор и статистическую обработку показаний термодатчиков первого контура. Обработка заключается в статистической отбраковке недостоверных показаний, вычисление средней температуры по показаниям 8-петлевых термосопротивлений и на основании этого определения индивидуальных поправок на все термодатчики первого контура (98 реакторных термопар, 16 петлевых термопар и 8 петлевых термосопротивлений).

Недостатки:

- недостаточное количество точек (2-3 точки) для получения надёжных результатов при экстраполяции полученных поправок на рабочие температуры;
- увеличивается время разогрева 1-го контура;
- из-за отсутствия промежуточных данных отсутствует возможность проанализировать и внести коррективы в случае неудачной калибровки;
- при проведении калибровки необходимо привлекать дополнительный персонал (программист ЦТАИ).

Результаты калибровки выводятся на печать, на специальные бланки, формируемые ВМПО «Хортица».

Обработка результатов измерений заключается в определении экстраполированной поправки для каждого термодатчика на рабочую температуру. Для этого результаты калибровки с бланков внешнего математического программного обеспечения (ВМПО) «Хортица» переносятся в электронную таблицу (как, правило, в Excel) и, используя стандартные процедуры, определяют экстраполированные поправки. По причине достаточно большого объёма данных (при калибровке на трёх температурных полка количество переносимых чисел составляет ~ 450) процедура переноса занимает немало времени и требует тщательной проверки для выявления возможных ошибок, допущенных при «ручном» переносе данных.

При проведении данной работы с использованием для окончательной обработки данных ПЭВМ сбор данных для калибровки термодатчиков производится без стабилизации температуры теплоносителя первого контура, т.к. соотношение разрешённой «Регламентом...» скорости разогрева первого контура и инерционные характеристики термодатчиков таковы, что изменение температуры за время реакции термодатчика не превышает погрешность измерительного канала. Таким образом, процесс измерения температуры при регламентной скорости разогрева теплоносителя можно считать квазистационарным.

Перед запуском программы чтения пользователем задаётся период опроса датчиков и время, в течение которого программа собирает данные для определения одного набора поправок. Так, если время разогрева теплоносителя первого контура от 200 до 280°C составляет 6 часов, периоде опроса датчиков 20 секунд а для определения одного набора поправок составляет 20 минут, тогда:

- количество опросов каждого датчика за всё время проведения измерений составляет 1260 опросов;
- количество полученных точек для расчёта экстраполированных поправок 21 точка;
- количество опросов для расчёта одной точки 60 опросов.

Контроль времени сбора данных для получения одного набора поправок, промежуточная обработка результатов измерений, запись полученных промежуточных результатов производится автоматически.

Обработка записанных данных производится программой определения экстраполированных поправок на рабочие температуры. По полученным данным на этапе сбора, записи и промежуточной обработки показаний термодатчиков, используя метод наименьших квадра-

тов, проводится линейная интерполяция (для каждого термодатчика) и по результатам интерполяции определяются экстраполированные поправки. Графическая иллюстрация обработки приведена на рис. 1.

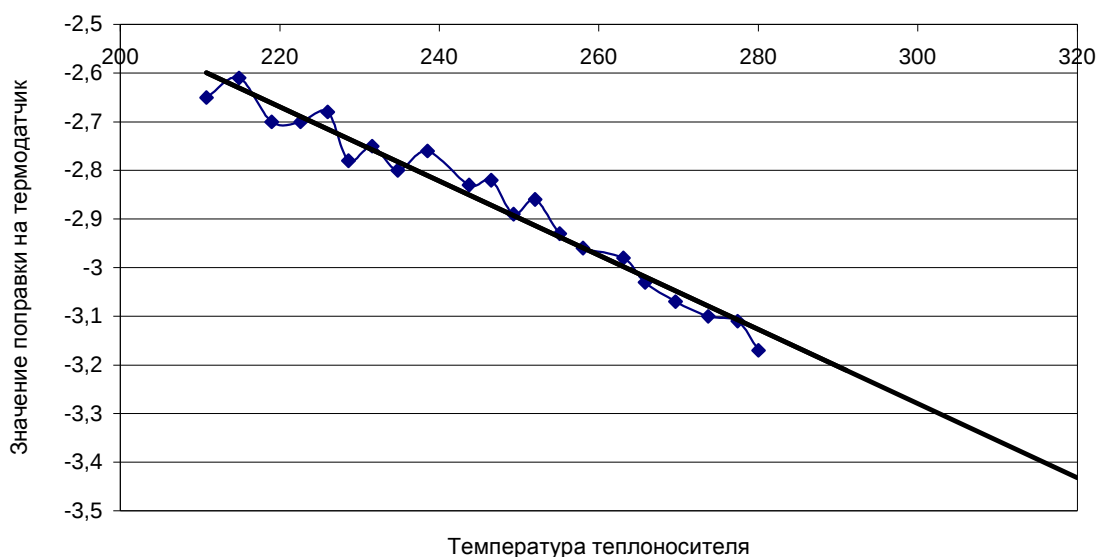


Рис. 1. Изменения поправки к показаниям термодатчика при разогреве первого контура РУ

Результаты расчёта экстраполированных поправок записываются в файл, вид которого представлен ниже.

Реализованная методика калибровки термодатчиков без стабилизации температуры теплоносителя 1-го контура позволила:

- обеспечить сохранность результатов процесса разогрева для анализа и корректировки в случае неудачной калибровки;
- увеличить достоверность результатов экстраполяции на рабочие температуры поправок к показаниям термодатчиков, за счёт увеличения количества точек для построения экстраполяционной кривой;
- калибровка термодатчиков не влияет на время разогрева 1-го контура РУ;
- уменьшить время обработки результатов измерений (в несколько десятков раз);
- уменьшить количество персонала, участвующего в проведении измерений.

Выходной файл программы расчёта экстраполированных поправок на термодатчики первого контура РУ

РЕЗУЛЬТАТЫ КАЛИБРОВКИ НА БЛОКЕ №2

Измерения и расчет поправок проводились в интервалах температур :

230.0 - 233.1 град. С
 233.0 - 236.5 град. С
 236.8 - 237.6 град. С
 237.4 - 239.6 град. С
 242.3 - 245.2 град. С
 245.2 - 247.9 град. С

247.9 - 250.6 град. С
 250.8 - 253.3 град. С
 253.3 - 256.9 град. С
 256.9 - 259.0 град. С
 262.0 - 264.3 град. С
 264.3 - 267.5 град. С
 267.4 - 271.7 град. С
 271.6 - 275.7 град. С
 275.7 - 279.1 град. С
 279.0 - 280.8 град. С

Поправки реакторных термодатчиков и горячих ниток петель экстраполировались на 317 град 'С, холодных ниток на 287 град 'С

Значение экстраполированных поправок реакторных термодатчиков .

Нт/п	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0	-3.57	-3.50	-3.03	-3.52	-3.61	-3.46	-3.74	-3.00	-2.97	-2.89
1	-3.52	-3.71	-3.40	-3.43	-3.79	-3.57	-3.18	-3.10	-3.67	-3.78
2	-3.76	-3.59	-3.40	-3.57	-3.90	-3.76	-2.90	-3.73	-2.88	-3.89
3	-2.91	-3.34	-3.09	-2.93	-2.86	-3.57	-2.96	-3.78	-3.82	-3.14
4	-3.04	-3.62	-3.15	-3.60	-3.71	-3.12	-3.79	-3.71	-3.79	-3.67
5	-3.63	-3.78	-3.02	-3.13	-3.41	-3.75	-3.53	-3.20	0.00	-3.02
6	-2.86	-3.03	-3.45	-3.49	-2.90	-2.89	-2.82	-3.01	-2.91	-3.18
7	-3.00	-3.80	-3.30	-3.10	-3.28	-3.13	-2.79	-3.72	-3.07	-3.52
8	-3.59	-2.99	-2.94	-3.61	-3.47	-3.36	-3.46	-3.50	0.00	-3.54
9	-3.93	-3.29	-3.78	-3.75	-3.81					

Петля 1

-0.42 - Поправка ТСХН
 1.40 - Поправка ТСГН
 -2.73 - Поправка ТРХН1
 -2.99 - Поправка ТРХН2
 -3.22 - Поправка ТРГН1
 -3.07 - Поправка ТРГН2

Петля 2

1.65 - Поправка ТСХН
 -0.62 - Поправка ТСГН
 -2.51 - Поправка ТРХН1
 -2.67 - Поправка ТРХН2
 -3.10 - Поправка ТРГН1
 -2.48 - Поправка ТРГН2

Петля 3

-0.49 - Поправка ТСХН
 -0.54 - Поправка ТСГН
 -3.02 - Поправка ТРХН1
 -3.00 - Поправка ТРХН2
 -3.21 - Поправка ТРГН1
 -3.26 - Поправка ТРГН2

Петля 4

-1.27 - Поправка ТСХН
 0.39 - Поправка ТСГН
 -2.59 - Поправка ТРХН1
 -2.79 - Поправка ТРХН2
 -3.02 - Поправка ТРГН1
 -2.83 - Поправка ТРГН2

* количество вопросов датчиков при калибровке – 1572;

* количество полок – 16.

Проверка правильности идентификации аппаратурой СВРК расположения датчиков энерговыделения и термоконтроля в активной зоне реактора

Цель проведения работ – проверка правильности подключения жгутов ЭВ и ТК к аппаратуре СВРК.

Метод проведения проверки заключается в сравнении исходного состояния активной зоны (распределения измеренных значений энерговыделения и температур в ТВС) с состоянием активной зоны после погружения одного ПС СУЗ в активную зону. Погружение ПС СУЗ в активную зону реактора вызывает уменьшение энерговыделения в ТВС, расположенных вблизи погруженного стержня. Данное обстоятельство фиксируют датчики энерговыделения и термоконтроля. Последующий анализ изменения показаний датчиков позволяет определить правильность подключения измерительных каналов КНИ и ТК к аппаратуре СВРК, расположенных в области активной зоны, где был опущен ПС СУЗ. Работы проводятся в два этапа:

- запись результатов измерений;
- обработка результатов измерений.

При выполнении данной работы с использованием только штатных средств СВРК время выполнения измерений в полном объеме (поочерёдное погружение и извлечение после 2-минутной выдержки 61 ПС СУЗ) составляет 8-10 часов. Измерения проводятся с участием 2 инженеров ОЯБ и программиста участка СВРК ЦТАИ. Запись результатов измерений производится на бумажный носитель штатными средствами СВРК, полный объем записанной информации составляет > 500 листов формата А4.

Обработка результатов измерений производится лабораторно по бланкам СВРК, снятым при проведении измерений. Трудозатраты при обработке результатов измерений в полном объеме составляют ~ 5 чел./дней.

При выполнении данной работы с использованием ПЭВМ запись данных при проведении измерений для проверки правильности идентификации аппаратурой СВРК расположения датчиков энерговыделения и термоконтроля в активной зоне реактора производится с ПК, установленного на БЩУ, подключённого к ЛВС и имеющего доступ к файлам состояния энергоблока.

Рабочий формат программы представлен на рис. 2.

Назначение программы: чтение данных с СВРК; анализ положения ПС СУЗ по данным СВРК; идентификация этапа проведения измерений в соответствии с установленными значениями уставок на панели управления; отображение информации на форме программы; управление процессом проведения измерений подачей звуковых сигналов через внешние динамики; запись данных с СВРК.

Реализация сбора и записи результатов измерений для проверки правильности идентификации аппаратурой СВРК расположения датчиков энерговыделения и термоконтроля в активной зоне реактора позволила:

- сократить трудозатраты при проведении измерений в 3 раза (измерения проводятся при участии только инженера отдела ядерной безопасности);
- отказаться от бумажного носителя для сбора информации.

Файлы, записанные при проведении измерений, являются исходными данными для программы, выполняющей окончательную обработку результатов измерений.

Назначение программы, выполняющей обработку результатов измерений:

- чтение результатов измерений из исходных файлов;
- обработка результатов измерений с использованием вида целевой функции, указанной пользователем;
- отображение результатов обработки на мониторе;
- запись в файл сводной информации результатов обработки измерений.

Ввиду сложного перераспределения энерговыделения по ТВС при опускании ПС СУЗ в активную зону подобрать целевую функцию, позволяющую полностью автоматизировать

анализ результатов измерений, не удалось. Для вынесения окончательного заключения необходимо провести дополнительный анализ откликов датчиков, имеющих ненулевые значения несовпадений.

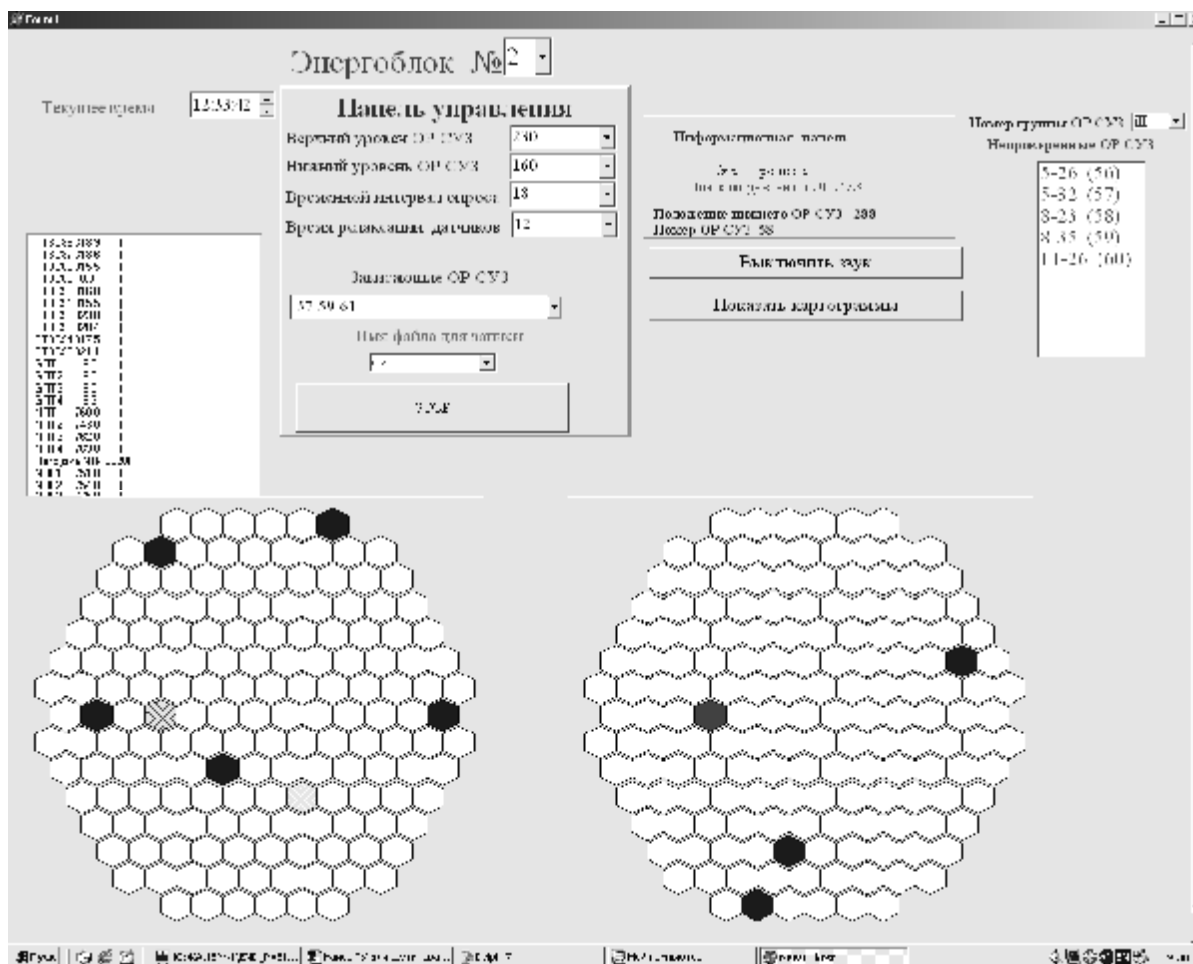


Рис. 2

Реализация программы позволила:

- сократить трудозатраты на анализ результатов измерений $\sim$ до 0,2 чел./дней (т.е. уменьшить в 20 раз);
- уменьшить вероятность пропуска датчика, имеющего неадекватный отклик на вносимое возмущение.

Файл сводной информации результатов обработки измерений

Номер	КНИ	Количество несовпадений	Номер	КНИ	Количество несовпадений
6	(12-33)	2	22	(12-31)	2
4	(10-27)	1	5	(4-25)	1
17	(4-31)	1	18	(9-22)	1
20	(5-34)	1	37	(4-33)	1
38	(12-25)	1	40	(3-24)	1
41	(13-24)	1	49	(7-36)	1
54	(9-36)	1	1	(8-31)	0
2	(8-27)	0	3	(8-25)	0

7	(3-34)	0	8	(8-19)	0
9	(13-34)	0	10	(8-41)	0
11	(2-23)	0	12	(14-23)	0
13	(7-34)	0	14	(7-24)	0
15	(11-30)	0	16	(9-34)	0
19	(11-34)	0	21	(7-22)	0
23	(1-34)	0	24	(15-34)	0
25	(2-31)	0	26	(10-19)	0
27	(12-37)	0	28	(4-37)	0
29	(6-19)	0	30	(14-31)	0
31	(1-32)	0	32	(15-28)	0
33	(7-30)	0	34	(9-30)	0
35	(8-33)	0	36	(6-27)	0
39	(8-39)	0	42	(2-35)	0
43	(8-17)	0	44	(14-35)	0
45	(5-30)	0	46	(9-24)	0
47	(10-33)	0	48	(6-33)	0
50	(5-24)	0	51	(12-27)	0
52	(4-27)	0	53	(11-24)	0
55	(15-24)	0	56	(1-24)	0
57	(6-39)	0	58	(4-21)	0
59	(14-27)	0	60	(2-27)	0
61	(12-21)	0	62	(10-39)	0
63	(1-26)	0	64	(15-30)	0

Порядок погружения ОР СУЗ

1	Координаты	5-32	2	Координаты	8-35
3	Координаты	11-32	4	Координаты	11-26
5	Координаты	8-23	6	Координаты	5-26
7	Координаты	5-36	8	Координаты	10-37
9	Координаты	13-30	10	Координаты	11-22
11	Координаты	6-21	12	Координаты	3-28
13	Координаты	3-30	14	Координаты	6-37
15	Координаты	11-36	16	Координаты	13-28
17	Координаты	10-21	18	Координаты	5-22
19	Координаты	3-36	20	Координаты	9-40
21	Координаты	14-33	22	Координаты	13-22
23	Координаты	7-18	24	Координаты	2-25
25	Координаты	2-33	26	Координаты	7-40
27	Координаты	13-36	28	Координаты	14-25
29	Координаты	9-18	30	Координаты	3-22
31	Координаты	4-29	32	Координаты	8-29
33	Координаты	10-35	34	Координаты	10-23
35	Координаты	12-29	36	Координаты	6-23
37	Координаты	6-35	38	Координаты	6-29
39	Координаты	7-32	40	Координаты	9-32
41	Координаты	10-29	42	Координаты	9-26
43	Координаты	7-26	44	Координаты	4-35
45	Координаты	9-38	46	Координаты	13-32
47	Координаты	12-23	48	Координаты	7-20
49	Координаты	3-26	50	Координаты	3-32
51	Координаты	7-38	52	Координаты	12-35
53	Координаты	13-26	54	Координаты	9-20
55	Координаты	4-23	56	Координаты	2-29
57	Координаты	5-38	58	Координаты	11-38
59	Координаты	14-29	60	Координаты	11-20
61	Координаты	5-20			

В заключение можно отметить, что вопросы расширения функциональных возможностей СВРК в настоящее время являются актуальными в связи с проводимыми работами по модернизации и созданию новых систем взамен морально и физически устаревшей существующей системы внутриреакторного контроля. Примеры, приведённые в данной статье, подтверждают целесообразность и востребованность реализации процедур доступа и записи данных на ПЭВМ удалённого пользователя или создания в рамках СВРК «генератора алгоритмов обработки данных», которые позволят:

- повысить достоверность представления информации персоналу БЩУ, осуществляющему контроль за состоянием и управление реакторной установкой;
- увеличить точность определения основных технологических параметров, отражающих проектные пределы и условия эксплуатации энергоблоков и обеспечить более надежный контроль за их неперевышением;
- уменьшить трудозатраты и оптимизировать выполнение работ, предписанных эксплуатационными документами, по сопровождению эксплуатации энергоблоков.

Зажарнов Андрей Николаевич –
ведущий инженер отдела ядерной безопасности
филиала ФГУП концерн «Росэнергоатом» «Балаковская АЭС»

Шутиков Александр Викторович –
главный инженер филиала ФГУП концерн «Росэнергоатом» «Балаковская АЭС»

Поступила в редакцию 28 августа 2006 г.

Принята к публикации 29 сентября 2006 г.

УДК 621039.5

В.С. Севастьянов

ПОДПИТКА ПАРОГЕНЕРАТОРОВ ПРИ ПОЛНОМ ОБЕСТОЧИВАНИИ АЭС

Изложены основные положения стратегии управления авариями с полной потерей питательной воды ПГ на АЭС с ВВЭР-1000. Обоснована возможность применения стратегии пассивной подпитки ПГ. Изложены решения по подпитке ПГ от посторонних источников.

V. Sevastianov

STEAM GENERATORS FEEDING IN CASE OF NPP BLACKOUT

Main strategy provisions for accident management with feed water loss at VVER-1000 NPP are stated. Possibility to use strategy of passive SG feeding is justified. Solutions of SG feeding from foreign sources are stated.

Обеспечение безопасности энергоблока в аварийных режимах.

Безопасность атомной станции должна обеспечиваться за счет последовательной реализации принципа глубокошелонированной защиты, основанного на применении системы барьеров на пути распространения ионизирующих излучений и радиоактивных веществ в окружающую среду и системы технических и организационных мер по защите барьеров и сохранению их эффективности и непосредственно по защите населения (п.1.2.3 ОПБ-88/97 – Общие положения обеспечения безопасности атомных станций).

Система барьеров включает: топливную матрицу; оболочку твэлов; границу первого контура; герметичное ограждение реакторной установки; биологическую защиту.

Условием сохранности защитных барьеров является выполнение следующих определяющих (критических) функций безопасности (КФБ):

- быстрой остановки и поддержания активной зоны реактора в подкритическом состоянии (КФБ-1);
- теплоотвод от активной зоны реактора (КФБ-2);
- расхолаживание реакторной установки (теплоотвод от 1-го контура ко 2-му) (КФБ-3);
- защита 1-го контура от превышения давления, термических нагрузок, гидроударов (КФБ-4);
- локализация радиоактивных продуктов за счет герметизации оболочки реакторного отделения (КФБ-5).

Для восстановления КФБ используются любые имеющиеся в работоспособном состоянии технические средства, предназначенные для нормальной эксплуатации, для обеспечения безопасности при проектных авариях или специально предназначенные для нормальной эксплуатации, для обеспечения безопасности при проектных авариях или специально предназначенные для уменьшения последствий запроектных аварий.

Основным условием выполнения КФБ-3 является подпитка парогенераторов (ПГ).

Альтернативные стратегии управления авариями с полной потерей питательной воды ПГ.

При обесточивании с отказом всех дизель-генераторов системы аварийного энергообеспечения и при затоплении помещений минусовых отметок турбинного и реакторного отделений прекращается подача воды в ПГ от всех штатных систем подпитки ПГ: турбопитательных насосов (ТПН), вспомогательных питательных электроприводных насосов (ВПЭН) и аварийных питательных насосов (АПЭН).

Запаса котловой воды в ПГ хватит на 40 минут для отвода остаточных тепловыделений активной зоны реактора через второй контур.

В течение этого времени должны быть выполнены соответствующие управляющие действия.

Альтернативные стратегии управления авариями с полной потерей питательной воды ПГ следующие:

- подача воды в ПГ от постороннего источника;
- пассивная подпитка парогенераторов водой из трубопроводов и деаэраторов машзала;
- использование дополнительных пассивных систем безопасности;
- вывод энергоблока на мощность $30\% N_{ном}$ и включение ТГ в локальную сеть АЭС в режиме естественной циркуляции теплоносителя 1-го контура, для электроснабжения собственных нужд АЭС.

Использование следующих дополнительных пассивных систем безопасности позволит в течение продолжительного времени (24 часа и более) выполнять КФБ-2 (расхолаживание реакторной установки) без выполнения КФБ-3 (теплоотвод от 1-го контура ко 2-му):

- системы пассивного отвода тепла (СПОТ);
- системы пассивного залива активной зоны (ГЕ-2);
- пассивной системы быстрого ввода бора (СБВБ).

Использование дополнительных пассивных систем безопасности обеспечивается проектом строящихся АЭС с РУ В-392.

Внедрение дополнительных пассивных систем безопасности на действующих АЭС требует значительных финансовых затрат.

Анализ возможности применения стратегии вывода энергоблока на мощность $30\% N_{ном}$ и включение ТГ в локальную сеть АЭС в режиме естественной циркуляции теплоносителя 1-го контура приведен в статье [1].

Далее рассмотрены возможности реализации стратегий подпитки ПГ от постороннего источника и/или водой из трубопроводов и деаэраторов машзала, что позволило бы выпол-

нить следующие требования ОПБ-88/97 (Общие положения обеспечения безопасности атомных станций):

– «...в проекте РУ и АС должны быть предусмотрены меры по управлению запроектными авариями...» (п.п. 1.2.14);

– «...На АС должны быть предусмотрены технические средства, обеспечивающие уменьшение последствий запроектных аварий...» (п.п. 4.1.3).

Реализация решений по подпитке ПГ от посторонних источников.

Аварийные режимы с прекращением подпитки ПГ наиболее благоприятно преодолеваются подачей аварийной питательной воды в ПГ по существующим трубопроводам питательной воды передвижной насосной установкой с дизельным приводом с техническими характеристиками напором 910 м. вод. ст. и расходом 150 м³/ч. Однако в Российской Федерации отсутствуют передвижные насосные установки с такими параметрами.

На энергоблоках 3, 4 Нововоронежской АЭС, энергоблоках Кольской АЭС за счет предоставления безвозмездных средств Европейским банком реконструкции и развития (ЕБРР) внедрена дополнительная система аварийной подачи питательной воды (ДСАП) в ПГ с применением дизель-насосной установки (ДНУ).

Состав системы:

1. Три ДНУ, общие на все энергоблоки (две ДНУ – рабочие, одна ДНУ – резервная).

Работа ДНУ не зависит от общестанционных систем АЭС. Каждая ДНУ выполнена в виде отдельного независимого блока и включает: дизель; насос; редуктор; генератор собственных нужд; топливный бак; топливную, смазочную, выхлопную системы; местный щит.

ДНУ поставлялась фирмой STORVIK & COAS, Норвегия. Характеристики насоса (производства фирмы Weir Pumps Ltd, Шотландия):

- номинальный расход в основной магистрали – 65 м³/ч;
- давление при общем расходе на выходе из насоса – 7,315±3% МПа;
- температура рабочая – 45±5°С;
- мощность – 150 кВт.

Характеристики дизельного привода (производства фирмы «Caterpillar», США):

- номинальная мощность – 250-270 кВт;
- максимальный часовой расход топлива – 60 кг/ч.

2. Электротехническая часть проекта, включающая:

– систему электроснабжения технологического оборудования, арматуры и системы контроля и управления ДСАП;

– систему электроснабжения собственных нужд здания ДНУ (освещение, электрообогрев, вентиляция помещений ДНУ).

3. Связь, пожарная сигнализация, система пожаротушения.

4. Система контроля и управления.

5. Система вентиляции и отопления.

6. Система трубопроводов и водоснабжения, в том числе три бака запаса аварийной питательной воды.

Из рассмотрения состава системы аварийной подачи питательной воды в ПГ с применением дизель-насосных установок следует, что внедрение такой системы на действующих энергоблоках требует значительных финансовых затрат, что не оставляет надежды на возможность реализации этого проекта.

В настоящее время возможен к реализации вариант с использованием пожарного автомобиля, обеспечивающего расход не менее 90 м³/ч и давление напора не менее 8 кгс/см². Для этого необходимо разработать проект на врезку штуцера со съемной заглушкой в напорный трубопровод ВПЭН для подключения штатных пожарных рукавов.

Обоснование возможности применения на АЭС с ВВЭР-1000 стратегии пассивной подпитки ПГ.

Стратегия пассивной подпитки ПГ водой из трубопроводов и деаэраторов машзала состоит в:

- снижении давления в ПГ открытием БРУ-А;
- повышении давления в деаэраторах машзала подачей пара из главного парового коллектора, или из коллектора собственных нужд от соседнего энергоблока, или от пускорезервной котельной;
- обеспечении проходимости по тракту от деаэраторов машзала до ПГ.

Снижение давления в ПГ до уровня ниже, чем в трубопроводах питательной воды, приводит к поступлению воды в ПГ из трубопроводов питательного тракта и из деаэраторов машзала, восстанавливая тем самым теплоотвод от первого контура.

Продолжительность (более 10 часов) эффективного теплоотвода от первого контура ко второму ограничивается запасом воды в трубопроводах питательного тракта и в деаэраторах.

Специалисты РНЦ «Курчатовский институт» выполнили расчетно-аналитическое обоснование эффективности применения на 4 энергоблоке Балаковской АЭС стратегии пассивной подпитки ПГ водой из трубопроводов и деаэраторов машзала [2, 3].

Расчеты выполнены по коду ATHLET с модифицированным набором исходных данных с целью моделирования оборудования тракта питательной воды – деаэратора, трубопроводов, ТПН, ПВД, обратных клапанов (см. рис. 1-9).

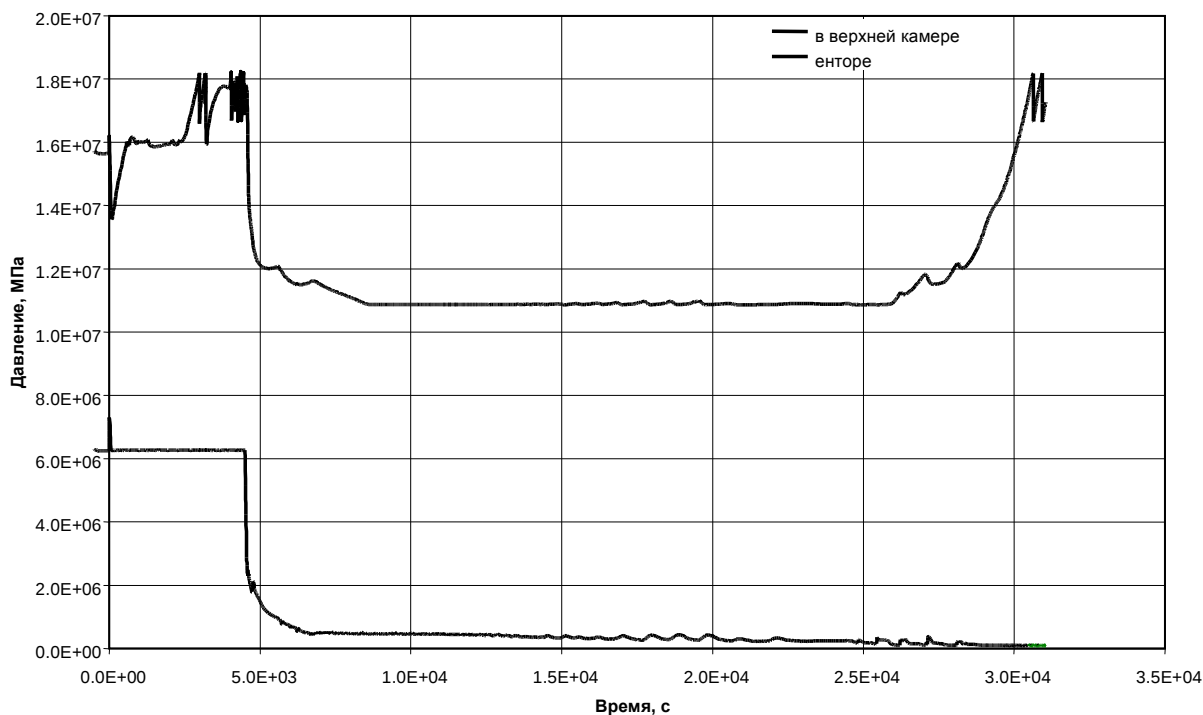


Рис. 1. Давление в первом и во втором контурах

На трубопроводе питательного тракта расположены два обратных клапана один за другим за ТПН и по два обратных клапана на каждом из трубопроводов, подводящих питательную воду к ПГ.

В расчетах принято, что обратные клапаны открываются, пропуская воду в ПГ, при возникновении на них перепада 0,05 МПа. При снижении на них перепада до 0,02 МПа клапаны закрываются.

Основные рассмотренные события аварийного режима приведены в табл. 1.

Таблица 1

Основные аварийные режимы

Событие	Время, с (ч)
Первое открытие ПК КД (см. рис. 1)	2985 (0 ч 50 мин)
Осушение парогенераторов (см. рис. 3)	4390 (1 ч 13 мин)
Начало управляющих действий – открытие всех БРУ-А до 25%	4500 (1 ч 15 мин)
Появление уровня в парогенераторах	11200 (3 ч 07 мин)
Максимальный уровень в парогенераторах	20800 (5 ч 46 мин)
Повторное осушение парогенераторов	24600 (6 ч 50 мин)
Вторичное открытие ПК КД (см. рис. 1-9)	28600 (7 ч 57 мин)

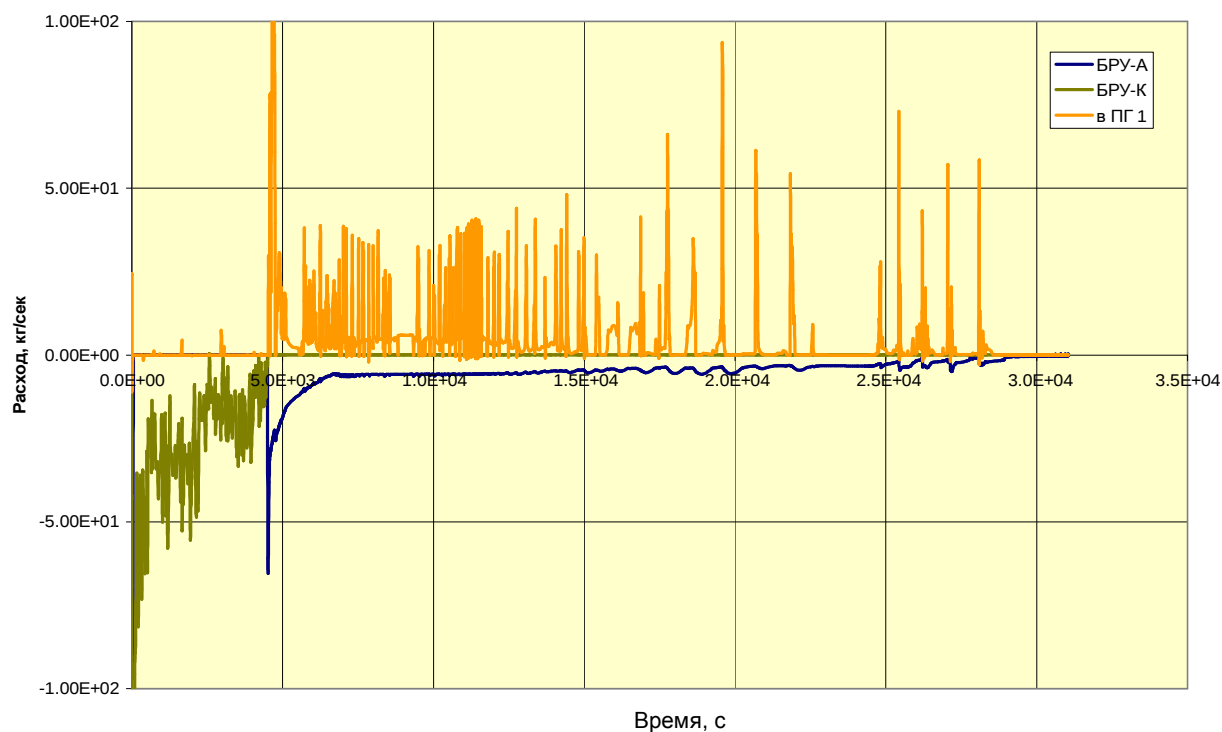


Рис. 2. Расход среды через БРУ-А, БРУ-К и через обратные клапаны перед ПГ

Критерии для начала управляющих действий по стратегии пассивной подпитки ПГ:

1. Критерии для начала работ по обеспечению проходимости тракта питательной воды в машзале и по повышению давления пара в деаэраторах машзала:

– уменьшение расхода на все парогенераторы МЕНЕЕ $90 \text{ м}^3/\text{ч}$ или снижение уровня во всех парогенераторах МЕНЕЕ 1,5 м; или обесточивание секций 6 кВ (ВХ, ВУ, ВВ) электро-снабжения потребителей 1-й категории.

2. Критерии для снижения давления во всех ПГ открытием БРУ-А до 25%:

– срабатывание ПК КД или увеличение температуры на выходе из активной зоны реактора БОЛЕЕ 310°C .

Мероприятия по внедрению стратегии пассивной подпитки ПГ, выполняемые на АЭС:

– проведение испытания по определению гидравлического сопротивления тракта питательной воды от деаэраторов машзала до ПГ;

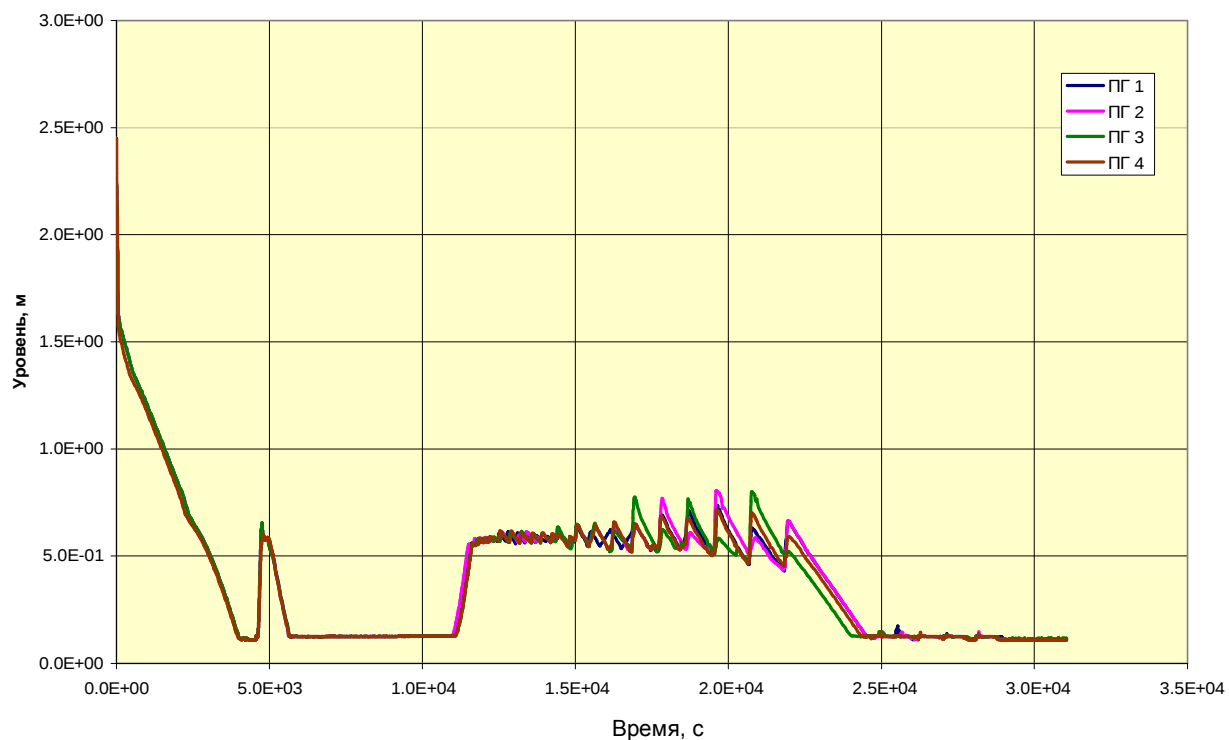


Рис. 3. Весовой уровень в парогенераторах

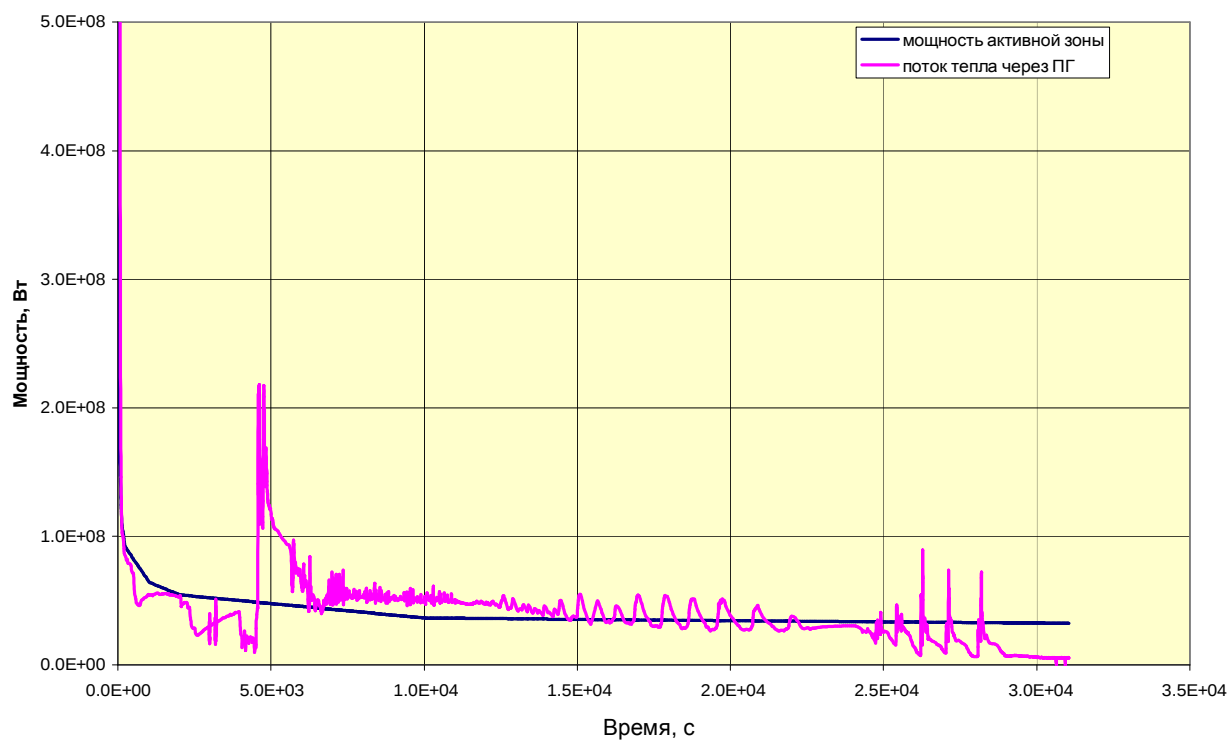


Рис. 4. Мощность реактора и тепловой поток через парогенераторы

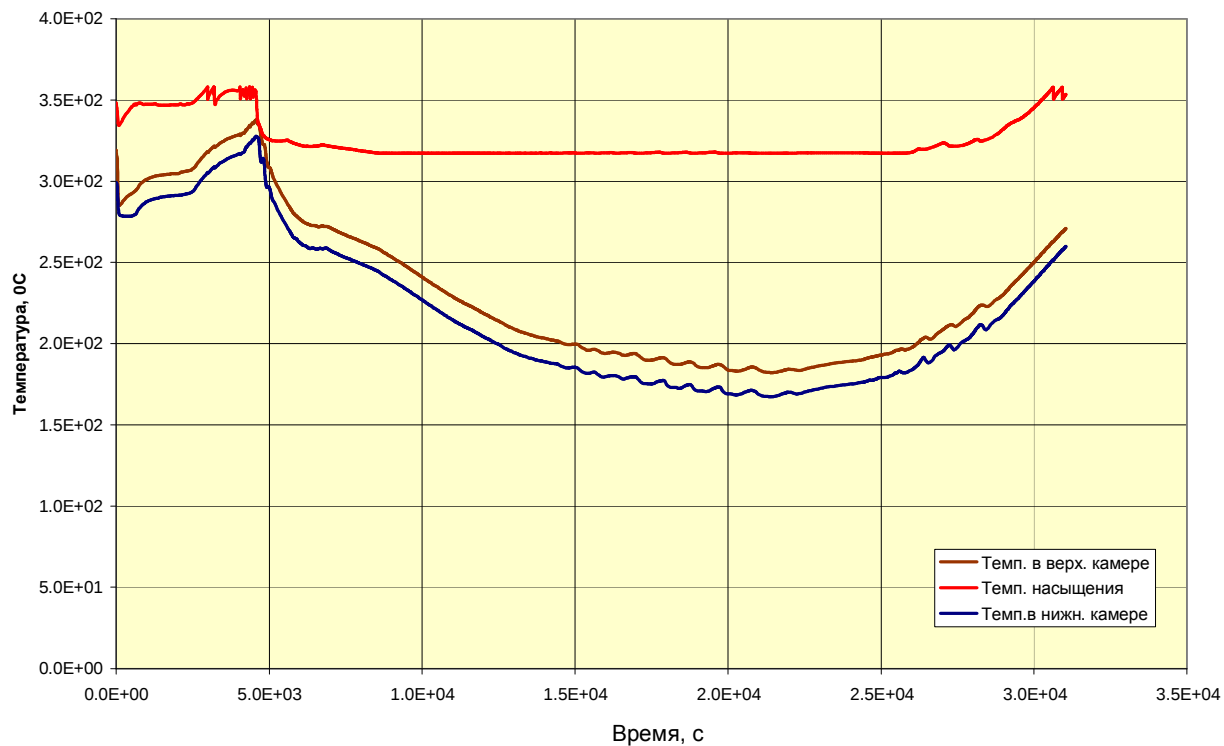


Рис. 5. Температура на входе и выходе из активной зоны

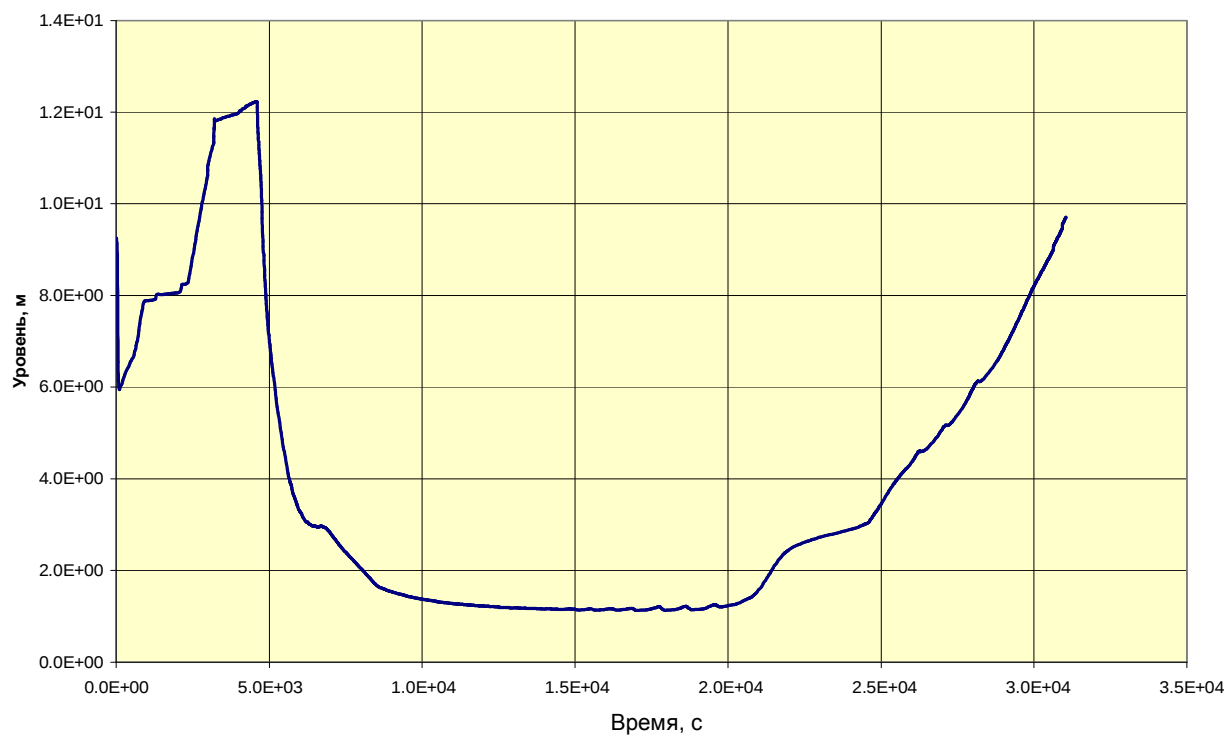


Рис. 6. Весовой уровень теплоносителя
в компенсаторе давления

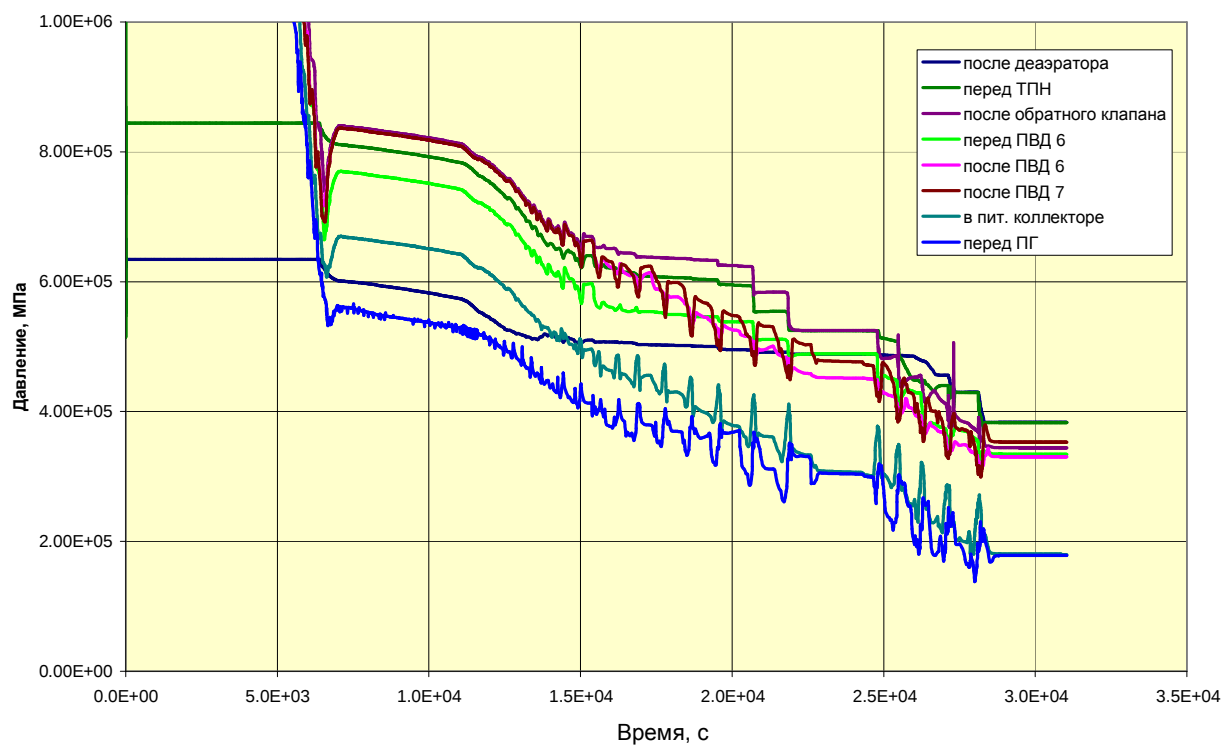


Рис. 7. Распределение давления в питательном тракте

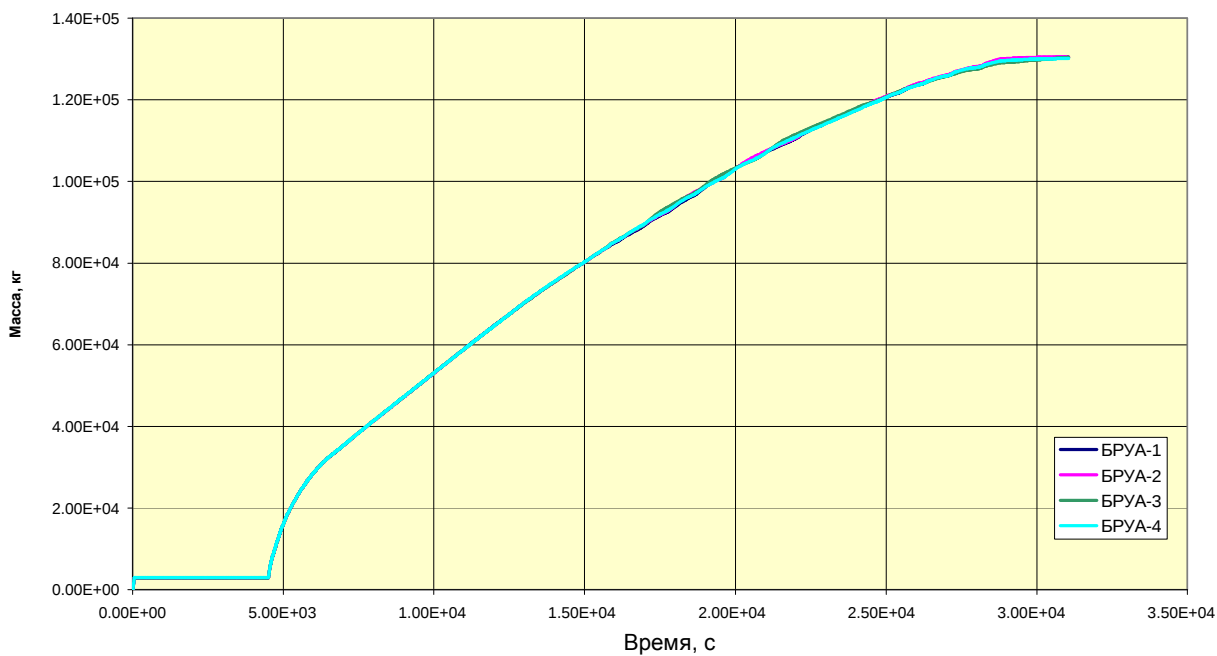


Рис. 8. Суммарная масса теплоносителя, сброшенная через БРУ-А

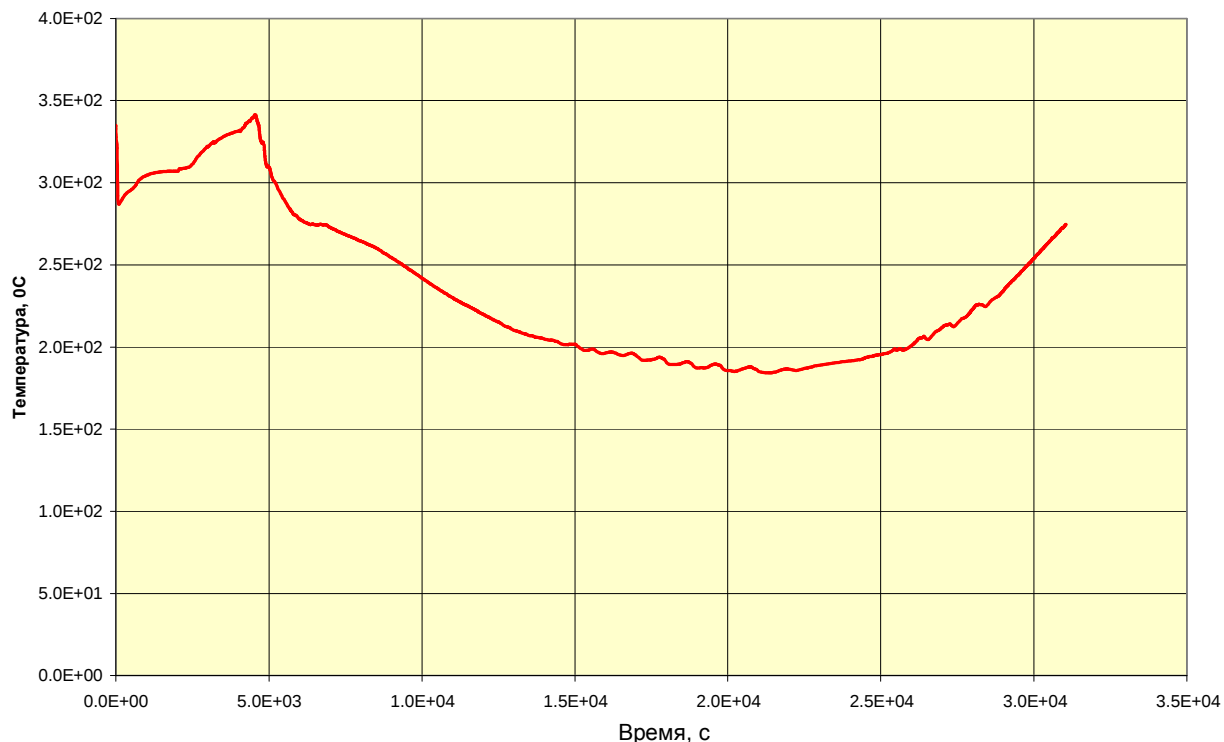


Рис. 9. Температура оболочки «горячего стержня»

– гидравлическое сопротивление тракта питательной воды от деаэраторов машзала до ПГ определяется как минимальное давление пара в деаэраторах машзала, при котором питательная вода начнет поступать в ПГ, минус разность высотных отметок ПГ и деаэраторов машзала;

– определение условий для выполнения действий по реализации стратегии пассивной подпитки ПГ:

а) времени, необходимого для открытия вручную всей арматуры на тракте питательной воды;

б) потребности в персонале для выполнения необходимых действий в определенный срок;

– расчетный анализ с потерей питательной воды ПГ и действиями по стратегии пассивной подпитки ПГ с использованием уточненных экспериментальных данных по гидравлическому сопротивлению тракта питательной воды от деаэраторов машзала до ПГ;

– согласование процедур управляющих действий по стратегии пассивной подпитки ПГ и их расчетных обоснований в установленном порядке.

ЛИТЕРАТУРА

1. Благовещенский А.Я. Энергетические режимы реакторной установки с ВВЭР-1000 на естественной циркуляции теплоносителя / А.Я. Благовещенский и др. // Теплоэнергетика. 2004. № 2.
2. Козлова Н.А. Исследование эффективности мероприятия по управлению запроектных аварий «Сброс давления и подпитка ПГ». Моделирование системы питательной воды, включение в базисный набор и тестовый расчет: отчет РНЦ КИ, 2001.

3. Козлова Н.А. Исследование эффективности мероприятия по управлению запроектных аварий «Сброс давления и подпитка ПГ». Проведение анализов аварий: отчет РНЦ КИ, 2001.

Севастьянов Владимир Семенович –
заместитель начальника отдела управления безопасности и надежности
филиала ФГУП концерн «Росэнергоатом» «Балаковская АЭС»

Поступила в редакцию 30 августа 2006 г.

Принята к публикации 16 октября 2006 г.

УДК 521.039

А.В. Шутиков, В.С. Севастьянов

КОНЦЕПЦИЯ РАЗРАБОТКИ ДОКУМЕНТАЦИИ ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ АЭС В УСЛОВИЯХ НАРУШЕНИЙ НОРМАЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Изложены концептуальные положения разработки документов для эксплуатации АЭС в условиях нарушений нормальной эксплуатации. Приведены структура и содержание ИЛА и РУЗА.

A. Shutikov, V. Sevastianov

CONCEPT ON DOCUMENTATION DEVELOPMENT FOR NPP OPERATION UNDER UBNORMAL OPERATION

Conceptual provisions of documentation development for NPP operation under abnormal mode are stated. Structure and contents of SLA and BANGs are given.

1. Концепция разработки документов для эксплуатации АЭС в условиях нарушений нормальной эксплуатации

Концепция разработки документов для эксплуатации АЭС в условиях нарушений нормальной эксплуатации базируется на выполнении:

- 1) Рекомендаций МАГАТЭ:
 - «Пределы и условия для эксплуатации и эксплуатационные процедуры для атомных электростанций» (серия норм по безопасности № NS-G-2.2, Вена, 2004);
 - «Программы управления авариями на атомных электростанциях» (серия технических отчетов № 368, Вена, 1994);
 - «Разработка программ управления авариями на атомных электростанциях» (серия документов по безопасности № 32, Вена, 2004);
- 2) Рекомендаций Госатомнадзора России («Экспертное заключение по безопасности на соответствие перечня запроектных аварий для энергоблоков 1-4 Балаковской АЭС требованиям нормативных документов», НТИЦ ЯРБ № ДНП5-55-99);

3) Требований ОПБ-88/97(Общие положения обеспечения безопасности атомных станций) и ПБЯ РУ АС-89 (Правила ядерной безопасности реакторных установок атомных станций):

– «Инструкции по эксплуатации оборудования и систем должны содержать конкретные указания персоналу о способах ведения работ при нормальной эксплуатации и нарушениях нормальной эксплуатации, включая предаварийные ситуации» (п.5.13, ОПБ-88/97);

– «Администрация АЭС на основе технологического регламента и ООБ АЭС организует разработку и выпуск инструкций и руководств, определяющих действия персонала по обеспечению безопасности при проектных и запроектных авариях. Предписываемые инструкциями и руководствами действия персонала должны основываться на признаках происходящих событий и состояний реакторной установки и прогноза ожидаемых в процессе развития аварий условий. Основанные на прогнозе действия должны быть направлены на восстановление определяющих функций безопасности и на ограничение радиационных последствий аварий» (Пункт 5.1.3, ОПБ-88/97);

– «Для проектных аварий действия персонала должны определяться Инструкцией по ликвидации аварий на АС, разрабатываемой административным руководством АС на основе ТОБ РУ и ТОБ АС. В инструкции должны быть рассмотрены проектные аварии, разработаны меры по ликвидации последствий аварий. Для управления запроектными авариями в соответствии с проектными материалами должно быть разработано специальное руководство» (Пункт 3.1.2, ПБЯ РУ АС-89).

В разных странах используются практически одни и те же принципы охвата эксплуатационных режимов энергоблока пакетом противоаварийных процедур с разбивкой их на следующие части:

1) процедуры «реакция на сигнал» действий персонала при срабатывании сигнализации на панелях БЩУ в тех случаях, когда состояние энергоблока, работающего на мощности, стабильно;

2) процедуры «реакция на отказ» действий персонала при нарушениях нормальной эксплуатации, приводящих к изменению мощности реактора, но без срабатывания аварийной защиты реактора или систем безопасности;

3) событийно-ориентированные процедуры действий персонала при реализации исходных событий из перечня нарушений нормальной эксплуатации и проектных аварий со срабатыванием аварийной защиты реактора или систем безопасности;

4) симптомно-ориентированные процедуры действий персонала по ликвидации аварий с учетом наложений событий или отказов с периодической диагностикой состояния энергоблока для контроля текущей обстановки с целью своевременного изменения управляющих действий;

5) симптомно-ориентированные процедуры в условиях запроектных аварий с множественными отказами, определяющих действия персонала по непрерывному контролю/диагностике состояния всех барьеров безопасности и обеспечением их защиты/восстановления без требования формальной идентификации исходного события;

6) симптомно-ориентированные процедуры для персонала кризисного центра на случай перерастания аварии в тяжелую форму (рис. 1).

Дополнительно предъявляются требования:

- по наличию диагностических процедур;
- по определению приоритетности противоаварийных действий;
- по совместимости противоаварийных процедур.

Концерном «Росэнергоатом» разработаны методические указания по написанию комплекта противоаварийных процедур в соответствии с указанным принципом их построения.



Рис. 1

2. Разработка документации для эксплуатации энергоблоков Балаковской АЭС в условиях нарушений нормальной эксплуатации

На Балаковской АЭС документация по эксплуатации энергоблоков в условиях нарушений нормальной эксплуатации разрабатывается на методологической основе, принятой фирмой Вестингауз (США) при разработке противоаварийной документации:

- 1) разрабатывается инструкция «реакция на сигнал»;
- 2) разработаны инструкции «реакция на отказ»;
- 3) разработаны событийно-ориентированные процедуры по ликвидации предаварийных ситуаций и проектных аварий и включены в состав инструкции по ликвидации аварий (ИЛАС);

4) разработаны симптомно-ориентированные процедуры по ликвидации аварий и включены в состав инструкции по ликвидации аварий (ИЛАСо). Эти процедуры разработаны на методологической основе, принятой фирмой Вестингауз (США) при разработке «Инструкций по оптимальному восстановлению» (Optimal Recover Guideline – ORG), входящих в состав «Руководства по преодолению аварий» (Emergency Response Guideline – ERG);

5) разработаны симптомно-ориентированные процедуры по контролю и восстановлению критических функций безопасности (КФБ) и включены в состав руководства по управлению запроектными авариями (РУЗА). Эти процедуры разработаны на методологической основе, принятой фирмой Вестингауз (США) при разработке «Инструкций по восстановлению функций безопасности» (Function Restoration Guideline – FRG), входящих в состав «Руководства по преодолению аварий» (Emergency Response Guideline – ERG);

6) разрабатывается руководство по управлению тяжелыми авариями (РУТА) на методологической основе, принятой фирмой Вестингауз (США) при разработке документов Severe Accident Management Guidelines (SAMG).

Процедуры, включенные в инструкцию «реакция на отказ», в ИЛАС, в ИЛАСо, в РУЗА, разработаны в двухколоночной форме.

Левая колонка носит название «Действие/Ожидаемый результат», правая – «Результат не получен».

Левая колонка содержит действия персонала при наиболее вероятном протекании аварии без дополнительных отказов в работе оборудования.

В правой колонке описаны альтернативные действия персонала в случаях, если соответствующие действия в левой колонке не могут быть выполнены из-за возникновения отказов в работе оборудования.

На рис. 2 приведен пример написания процедуры в двухколоночной форме.

Раздел 4.1.	НЕСРАБАТЫВАНИЕ АВАРИЙНОЙ ЗАЩИТЫ ИЛИ САМОПРОИЗВОЛЬНЫЙ ВЫХОД НА МОЩНОСТЬ ПОСЛЕ ОСТАНОВА (ВФ-П.1)	
Шаг	Действие / Ожидаемый результат	Результат не получен
(6.)	<u>Снизить давление 1-го контура до 100 кгс/см²</u>	
а.	Проконтролировать давление 1-го контура - БОЛЕЕ 100 кгс/см ²	а. ПЕРЕЙТИ к шагу 7.
б.	Проконтролировать ТЭН КД - ОТКЛЮЧЕНЫ: • YP10W01; • YP10W02; • YP10W03; • YP10W04.	б. Перевести на дистанционное управление и отключить ТЭН КД от КУ.
в.	Снизить давление 1-го контура впрыском от ГЦН: 1) перевести в режим дистанционного управления и закрыть YP11,12,13S02; 2) заблокировать АДП: • YC10,20P20 [HZ33/19,20] • YC10,20P20 [HZ65/4,5]; 3) открыть YP13S02,03.	в. <u>ЕСЛИ</u> нет двух работающих ГЦН, <u>ТО</u> снизить давление 1-го контура одним из следующих способов: 1. Используя линию сдувок на ББ открыть YP24S01,02. 2. Впрыском от подпиточных насосов ТК21(22,23)D02: 1) перевести в режим дистанционного управления и закрыть YP11,12,13S02; 2) заблокировать АДП: • YC10,20P20 [HZ33/19,20] • YC10,20P20 [HZ65/4,5]; 3) открыть ТК40S09; 4) открыть YP13S02,03.

Рис. 2. Пример написания процедуры в двухколоночной форме

С использованием полномасштабного тренажера проведены валидация процедур, включенных в инструкцию «реакция на отказ», в ИЛАС, в ИЛАСо и в РУЗА, и обучение персонала пользованию ими.

После получения одобрения «Ростехнадзора», внесения соответствующих изменений в условия действия лицензий на эксплуатацию энергоблоков инструкции «реакция на отказ», ИЛАС, ИЛАСо и РУЗА внедрены в действие.

Для выполнения информационно-вычислительной системой (ИВС) энергоблока функций «помощник оператора» разрабатываются исходные данные для реализации следующих дополнительных функций ИВС:

- представления параметров безопасности (СППБ) (предоставление оператору необходимой информации для принятия решений и выполнения действий по процедурам, включенным в РУЗА);
- идентификации аварийного состояния (предоставление оператору необходимой информации для принятия решений и выполнения действий по процедурам, включенным в инструкцию ИЛАС);
- мониторинга текущего состояния энергоблока (предоставление оператору необходимой информации для принятия решений и выполнения действий по процедурам, включенным в инструкцию в «реакция на отказ»);
- предоставления необходимой информации по процедурам «реакция на сигнал»;
- мониторинга состояния систем безопасности;
- диагностики состояния основного оборудования;
- контроля работы технологических защит и блокировок.

3. Структура и содержание инструкции «реакция на сигнал»

В инструкцию «реакция на сигнал» включаются процедуры действий персонала при срабатывании сигнализации на панелях БЩУ.

Учитываются только те срабатывания сигнализации на панелях БЩУ, которые не являются следствиями или первопричинами переходных процессов с разгрузкой энергоблока.

Действия персонала по инструкции «реакция на сигнал» имеют целью предупреждение перерастания нарушения в работе оборудования или систем в отказы, требующие разгрузки энергоблока.

Содержание инструкции «реакция на сигнал»:

- Карты действий персонала при срабатывании табло сигнализации на панелях НУ19, НУ20 БЩУ (СБ-1);
- Карты действий персонала при срабатывании табло сигнализации на панелях НУ21, НУ22, НУ15 БЩУ (СБ-2);
- Карты действий персонала при срабатывании табло сигнализации на панелях НУ23, НУ24 БЩУ (СБ-3);
- Карты действий персонала при срабатывании табло сигнализации на панелях НУ09, НУ10, НУ11, НУ12, НУ13 неоперативного контура БЩУ (РЦ);
- Карты действий персонала при срабатывании табло сигнализации на панелях НУ26, НУ27, НУ28, НУ29, НУ30, НУ31, НУ33, НУ36 БЩУ (ТЦ);
- Карты действий персонала при срабатывании табло сигнализации на панелях НУ32, НУ33 БЩУ (ЭЦ).

На рис. 3 приведен пример процедуры «реакция на сигнал».

4. Содержание инструкции «реакция на отказ»

В инструкцию «реакция на отказ» включены процедуры действий персонала при возникновении нарушений нормальной эксплуатации по переводу энергоблока на разрешенной при наличии отказа безопасный уровень мощности. Рассмотрены отказы, при возникновении которых не формируются условия для срабатывания АЗ и/или систем безопасности.

Панель	Табло	Участок	F_{VF} –1СБ ↓	Блок	Бал. АЭС	Лист	Листов	Шифр карты
НУ - 20	46	8		1	РЦ-1	1	1	
Работа реакторной установки на мощности			РАСХОД ТЕХВОДЫ ПОСЛЕ ТЕПЛООБМЕННИКА TQ10W01 НИЗОК					
Проверка автоматических действий	Расход после TQ10W01 VF40F01<2800 см			ДС	Адрес ДС	Датчик	Ном. знач.	Значен. сраб. сигн.
				■		VF40F01B3	2800-3000 см	<2800 см
№	Возможные причины срабатывания			Действия персонала				
1.	Неисправность регулятора VF40S05			-ВИУР(НСРЦ) по фрагменту VF10M проконтролировать снижение расхода техводы после TQ10W01 и срабатывание сигнализации " F_{VF} –1СБ↓ " на панели НУ20 , постепенное открытие VF40S05 до 100% -установить VF40S05 в ДУ и открытием(закрытием) определить исправность -дать задание МОВО проверить работоспособность VF40S05 -по докладу МОВО о работоспособности VF40S05 НС ЦТАИ устранить неисправность -проконтролировать снятие сигнала				
2.	Срыв насосов техводы QF11D01(02)			-ВИУР(НСРЦ) по фрагменту VF10M проконтролировать снижение расхода при срабатывании сигнализации " F_{VF} –1СБ↓ " на панели НУ20 и открытое положение VF40S05 -принять доклад МДВС о срыве насоса QF11D01(02) и дать заявку НСС на корректировку уровня в брызгальном бассейне: контролировать увеличение F после TQ10W01 -дать задание МДВС развоздушить работающий насос QF11D01(02) после кратковременного снижения уровня в аванкамере после пуска насоса на другом блоке -в случае невозможности восстановления расхода после TQ10W01 вывести канал VF10 в ремонт в соответствии с "Регламентом..." табл.5 1 п.22				

Рис. 3. Пример процедуры «реакция на сигнал»

Действия персонала по инструкции «реакция на отказ» имеют целью предупреждение перерастания отказов оборудования и систем (требующих разгрузки энергоблока до разрешенного значения мощности) в предаварийные ситуации или аварии.

Инструкция «реакция на отказ» содержит процедуры ликвидации нарушений нормальной эксплуатации, приведенные ниже.

Режимы, связанные с изменениями нагрузки энергоблока:

- отключение блока от энергосистемы;
- отключение генератора от энергосистемы;
- полный сброс электрической нагрузки турбоагрегата при закрытии СРК;
- аварийное отклонение частоты в сети.

Режимы с нарушением работы систем, влияющих на реактивность:

- неуправляемое извлечение группы ОР СУЗ;
- непреднамеренное введение ОР СУЗ, нештатное положение ОР СУЗ;
- ложное срабатывание УРБ;
- отказ УРБ;
- неконтролируемое снижение концентрации борной кислоты в 1-м контуре.

Режимы с нарушением теплоотвода от активной зоны:

- отключение одного ГЦН из 4 или 3 работающих;
- отключение 2 ГЦН из 4 работающих. Нарушения на системах реакторного отделения:

- неуправляемый впрыск в КД УР10В01;
- ложный впрыск в КД УР10В01 от штатного узла подпитки 1-го контура;
- внезапный переход на подпитку 1-го контура с температурой подаваемой воды 60-70°C;

- потеря расхода системы промконтура (ТФ);
- нарушение теплоотвода из герметичной оболочки;
- появление неплотности в поверхности теплообмена парогенератора;
- отказы АКНП.

Нарушения на системах турбинного отделения:

- отключение ТГ без срыва вакуума действием ТЗ;
- отключение ТГ персоналом без срыва вакуума;
- отключение ТГ со срывом вакуума действием ТЗ;
- отключение ТГ персоналом со срывом вакуума;
- несанкционированное закрытие одного СК и РК с любой стороны турбины или любой ГПЗ;

- отключение одного ЦН;
- повышение давления в конденсаторах турбины;
- отключение одного КЭН второй ступени из двух работающих с невключением резервного;

- отключение работающих КЭН второй ступени с невключением резервного;
- отключение работающих КЭН первой ступени с невключением резервного;
- отключение одного ТПН из 2 работающих;
- отключение двух ТПН;
- прекращение подачи питательной воды на один из парогенераторов;
- повышение уровня в любом корпусе ПВД до второго предела;
- полное прекращение подачи питательной воды от ТПН на все парогенераторы;
- гидроудары в системе главных паропроводов;
- резкое снижение температуры пара на входе в ЦНД;
- вскипание питательной воды в Д-7ата RL21,22В01;
- гидравлические удары в деаэраторах RL21,22В01;

- разрыв коллектора собственных нужд блока;
- нарушение режима работы системы техводоснабжения;
- разрыв (течь) маслопровода (оборудования) системы смазки турбины;
- пожар на маслосистеме турбины;
- обесточивание АСУТ-1000;
- отключение подъемных насосов маслоохладителей VC21,22D01;
- затопление БНС;
- затопление подвала машзала.

Прочие нарушения:

- действия персонала в случае возникновения аномальных природных явлений;
- пожар в помещениях энергоблока;
- землетрясения.

5. Структура и содержание ИЛА

ИЛА определяет действия оперативного персонала по ликвидации предаварийных ситуаций и проектных аварий, с целью предупреждения повреждения активной зоны реактора.

ИЛА состоит из двух частей. В часть 1 включены событийно-ориентированные процедуры по ликвидации предаварийных ситуаций и проектных аварий (ИЛАС). В часть 2 включены симптомно-ориентированные процедуры по ликвидации аварий (ИЛАСо).

Термины «событийно-ориентированный» и «симптомно-ориентированный» относятся к принципу организации управляющими противоаварийными действиями.

Особенностью «событийного» подхода является организация управления авариями, основанная на следующих предположениях:

- работа автоматики соответствует проектному алгоритму;
- работа оборудования в соответствии с принципом единичного отказа;
- оперативный персонал однозначно определяет исходное событие, являющееся причиной аварии;
- исходное событие одно из хорошо определенного набора ожидаемых событий (перечня проектных аварий для энергоблока);
- оперативный персонал работает по инструкции, определяющей его действия для данного конкретного сценария аварийного режима.

Недостатки событийных процедур:

- нет пошаговой алгоритмической процедуры, определяющей действия персонала по диагностике состояния энергоблока, по определению исходного события, явившегося причиной аварии, по выбору нужной процедуры для управления аварией;
- не учитываются все возможные варианты сценариев аварии с учетом всех возможных комбинаций отказов оборудования;
- сосредоточивают внимание оператора на специфических параметрах и средствах управления, связанных с конкретным событием, и вообще не направляют оператора, чтобы оценивать общее состояние энергоблока;
- не определена приоритетность событийных процедур при наложении исходных событий (например: какие действия выполняются в первую очередь при течи 1-го контура и течи 2-го контура);
- каждая событийная процедура является самостоятельным документом, между событийными процедурами нет связей.

Во введении в ИЛА указано, что при возникновении предаварийного состояния или аварии операторы должны определить первопричину исходного события и применить соответствующую событийно-ориентированную процедуру из части 1 ИЛА.

Условия применения симптомно-ориентированных процедур по ликвидации аварий из части 2 ИЛА следующие:

– оперативный персонал не смог определить исходное событие, а также какую из событийных процедур следует применить для управления аварией;

– произошло наложение исходных событий, и оперативный персонал не может определить, какую из событийных процедур следует применить в первую очередь;

– применение событийных процедур не приводит к ожидаемым результатам.

Для процедур ИЛАСо разработаны и согласованы разработчиками РУ и АС расчетные обоснования.

Инструкция ИЛАС содержит событийно-ориентированные процедуры по ликвидации предаварийных ситуаций и проектных аварий, приведенных ниже.

Режимы с нарушением работы систем, влияющих на реактивность:

- ложное срабатывание аварийной защиты;
- выброс ОР СУЗ из активной зоны реактора.

Режимы с нарушением расхода теплоносителя через активную зону реактора:

– расхолаживание реакторной установки в режиме естественной циркуляции теплоносителя 1-го контура;

- отключение одного ГЦН из двух, двух из трех, трех из четырех работающих;
- отключение 4 ГЦН из 4 работающих;
- ложное закрытие локализирующей арматуры;
- полное обесточивание энергоблока;
- мгновенное заклинивание или обрыв вала ГЦН.

Режимы с разуплотнением первого контура:

– течи теплоносителя 1-го контура, компенсируемые системой ТК (до 60 т/ч);
– течи теплоносителя 1-го контура, компенсируемые системами ТК, TQ13 и TQ14 (до 200 т/ч);

- некомпенсируемые течи теплоносителя 1-го контура;
- разрыв трубопроводов 1-го контура большого диаметра;
- непреднамеренное открытие и непосадка ИПУ КД.

Режимы с течами из 1-го контура во 2-й:

– течь из 1-го контура во 2-й при повреждении трубчатки ПГ;
– течь из 1-го контура во 2-й при разрыве трубки ПГ;
– некомпенсируемая течь теплоносителя 1-го контура во 2-й при разуплотнении коллектора ПГ.

Режимы с нарушением условий охлаждения РУ со стороны второго контура:

– разрыв трубопровода питательной воды ПГ до обратных клапанов вне герметичной зоны;

– разрыв трубопровода питательной воды между парогенератором и обратным клапаном внутри ГО.

Режимы с разуплотнением второго контура:

- непреднамеренное открытие и непосадка БРУ-А или ПК ПГ;
- непреднамеренное открытие и незакрытие одного из клапанов БРУ-К;
- разрыв паропровода 2-го контура с отсечением всех ПГ от места разрыва;
- разрыв паропроводов 2-го контура без отсечения одного ПГ от места разрыва.

Прочие режимы:

- аварии с топливом при проведении транспортно-технологических операций;
- аварии с топливом при хранении в топливном бассейне;
- аварийные ситуации на БЩУ;
- пожар в помещениях главного корпуса АЭС.

ИЛАСо содержит следующие симптомно-ориентированные процедуры по ликвидации предаварийных ситуаций и аварий:

- срабатывание аварийной защиты реактора или включение в работу систем безопасности (А-0);
- срабатывание аварийной защиты реактора (АД-0.1);
- расхолаживание способом естественной циркуляции (АД-0.2);
- течь теплоносителя 1-го или 2-го контура (А-1);
- вывод из работы систем безопасности (АД-1.1);
- расхолаживание после аварии с течью 1-го или 2-го контура (АД-1.2);
- изоляция ПГ с течью 2-го контура (А-2);
- течь из 1-го контура во 2-й (А-3);
- течь из 1-го контура во 2-й - расхолаживание через продувку (АД-3.2);
- течь из 1-го контура во 2-й - расхолаживание сбросом пара (АД-3.3);
- течь из 1-го контура во 2-й с потерей теплоносителя 1-го контура - восстановление с поддержанием запаса до вскипания (АРЗ-3.1);
- течь из 1-го контура во 2-й с потерей теплоносителя 1-го контура - восстановление в насыщенном состоянии (АРЗ-3.2).

6. Структура и содержание РУЗА

Безопасность атомной станции должна обеспечиваться за счет последовательной реализации принципа глубокоэшелонированной защиты, основанного на применении системы барьеров на пути распространения ионизирующих излучений и радиоактивных веществ в окружающую среду и системы технических и организационных мер по защите барьеров и сохранению их эффективности и непосредственно по защите населения (п.1.2.3. ОПБ-88/97).

Система барьеров включает:

- топливную матрицу;
- оболочки ТВЭЛОВ;
- границу первого контура;
- герметичное ограждение локализующей системы безопасности.

Условием сохранности защитных барьеров является выполнение следующих основных (критических) функций безопасности (КФБ):

- КФБ-0 «Работоспособность оборудования»;
- КФБ-1 «Подкритичность активной зоны реактора»;
- КФБ-2 «Охлаждение активной зоны реактора»;
- КФБ-3 «Теплоотвод от первого контура ко второму контуру»;
- КФБ-4 «Целостность первого контура»;
- КФБ-5 «Целостность герметичного ограждения»;
- КФБ-6 «Наполненность – запас теплоносителя 1-го контура».

В РУЗА включены процедуры действий персонала по контролю состояния и восстановлению КФБ, приведенные ниже.

Процедуры по восстановлению КФБ-0 «Работоспособность оборудования»:

- потеря электропитания собственных нужд энергоблока (ВФ-О.1);
- восстановление электроснабжения без срабатывания защит САОЗ (ВФ-О.2);
- невозможность управления энергоблоком с БЩУ (ВФ-О.3);
- затопление минусовых отметок РО (ВФ-О.4);
- угроза полной потери теплоносителя 1-го контура (ВФ-О.5).

Процедуры по восстановлению КФБ-1 «Подкритичность активной зоны реактора»:

- несрабатывание аварийной защиты или самопроизвольный выход на мощность после останова (ВФ-П.1);

- потеря подкритичности активной зоны (ВФ-П.2).

Процедуры по восстановлению КФБ-2 «Охлаждение активной зоны реактора»:

- перегрев активной зоны реактора (ВФ-3.1);
- потеря охлаждения активной зоны реактора (ВФ-3.2).

Процедуры по восстановлению КФБ-3 «Теплоотвод от первого контура ко второму контуру»:

- потеря теплоотвода от первого контура ко второму (ВФ-Т.1);
- высокое давление в парогенераторе (ВФ-Т.2);
- высокий уровень в парогенераторе (ВФ-Т.3);
- низкий уровень в парогенераторе (ВФ-Т.4).

Процедуры по восстановлению КФБ-4 «Целостность первого контура»:

- переохлаждение или повышение давления при низкой температуре (ВФ-Ц.1).

Процедуры по восстановлению КФБ-5 «Целостность герметичного ограждения»:

- высокое давление в гермооболочке (ВФ-Г.1);
- рост давления в гермооболочке (ВФ-Г.2).

Процедуры по восстановлению КФБ-6 «Наполненность – запас теплоносителя 1-го контура»:

- потеря теплоносителя 1-го контура (ВФ-Н.1);
- низкий уровень в баке ГА-201 (ВФ-Н.2).

Действия по РУЗА выполняются с целью предупреждения повреждения активной зоны реактора.

7. Структура и содержание РУТА

В соответствии с п.2.2.4 НП-005-2005 («Положения о порядке объявления аварийной обстановки, оперативной передачи информации и организации экстренной помощи атомным станциям в случае радиационно-опасных ситуаций») группа инженерной и научно-технической поддержки (ГТП) защищенного пункта управления противоаварийными действиями на территории АС должна «...осуществлять подготовку рекомендаций по противоаварийным действиям для перевода аварийного энергоблока в контролируемое стабильное состояние, разрабатывать стратегии управления аварией».

В РУТА включены процедуры со следующими стратегиями управления тяжелыми авариями:

Процедуры для оперативного персонала БЩУ:

- SACRG-1: Начальные действия персонала на БЩУ.
- SACRG-2: Действия персонала на БЩУ в соответствии с требованиями Группы технической поддержки (ГТП).

Диагностическая блок-схема (восемь процедур):

- SAG-1: Подавать воду в ПГ;
- SAG-2: Снижать давление в первом контуре;
- SAG-3: Подавать воду в первый контур;
- SAG-4: Подавать воду в контеймент;
- SAG-5: Уменьшить выброс продуктов деления;
- SAG-6: Управлять условиями в контейменте;
- SAG-7: Уменьшить концентрацию водорода;
- SAG-8: Залить контеймент до определенного уровня.

Дерево серьезных угроз (четыре процедуры):

- SCG-1: Смягчить выброс продуктов деления;
- SCG-2: Снижать давление в контейменте;
- SCG-3: Управлять воспламеняемостью водорода;
- SCG-4: Управлять вакуумом в контейменте.

Процедуры для Группы технической поддержки кризисного центра:
– SAEG-1. Долгосрочный контроль Группы технической поддержки;
– SAEG-2. Прекращение действия Руководства по управлению тяжелой аварией.

Действия по РУТА выполняются с целью смягчения последствий аварий с повреждением активной зоны реактора.

Шутиков Александр Викторович –
главный инженер
филиала ФГУП концерн «Росэнергоатом» «Балаковская АЭС»

Севастьянов Владимир Семенович –
заместитель начальника отдела управления безопасности и надежности
филиала ФГУП концерн «Росэнергоатом» «Балаковская АЭС»

Поступила в редакцию 15 августа 2006 г.

Принята к публикации 30 октября 2006 г.

УДК 621.039

А.Н. Зажарнов, А.В. Шутиков, Ю.М. Виграненко

**УПРАВЛЕНИЕ ПОЛЕМ ЭНЕРГОВЫДЕЛЕНИЯ АКТИВНОЙ ЗОНЫ
РЕАКТОРА ВВЭР-1000 ПРИ КСЕНОНОВЫХ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССАХ
ПОСЛЕ РАЗГРУЗКИ ЭНЕРГОБЛОКА БАЛАКОВСКОЙ АЭС**

Изложены принципы динамической имитационной системы расчёта состояния активной зоны при ксеноновых переходных процессах, позволяющие обеспечить управление полем энерговыделения в активной зоне реактора ВВЭР-1000.

A. Zazharnov, A. Shutikov, Y. Vigranenko

**VVER-1000 REACTOR CORE HEAT MONITORING DURING XENON TRANSIENT
PROCESS AFTER BALAKOVO NPP UNIT UNLOADING**

Principles of dynamic imitation of the core condition calculation during xenon transient processes are stated, permitting control of energy release field in the VVER-1000 reactor core.

Ксеноновый переходный процесс – явление, возникающее при изменении мощности реактора. Основной причиной возникновения ксеноновых колебаний является нарушение баланса генерации и убыли ксенона в активной зоне реактора из-за изменения плотности нейтронного потока. Данное явление совместно с изменением температурного поля теплоносителя изменяет распределение эффективного коэффициента размножения нейтронов по высоте ТВС, что влечёт за собой перераспределение энерговыделения как по высоте, так и по радиусу активной зоны реактора.

Регламенты безопасной эксплуатации энергоблоков Балаковской АЭС предписывают:

– контролировать и поддерживать величину, характеризующую высотное распределение энерговыделения в активной зоне «аксиальный оффсет» в определённом диапазоне при уровне мощности более 75% $N_{ном}$;

– не превышать уставок послойных энерговыделений в ТВС в диапазоне мощностей от 30 до 100% $N_{ном}$ (нижняя граница контроля определяется началом работы раздела физических расчётов системы внутриреакторного контроля ВМПО «Хортица»).

В данной работе рассматривается вопрос управления высотным распределением энерговыделения в ТВС в интервале тепловой мощности менее 75% $N_{ном}$.

При разгрузке энергоблока поле энерговыделения смещается в верхние слои активной зоны. Для предотвращения превышения регламентных уставок по послойному энерговыделению (по K_V) персонал БЩУ пытается снизить максимальное энерговыделение традиционными методами (в соответствии с алгоритмом управления аксиальным распределением энерговыделения в активной зоне энергоблоков с реакторной установкой типа ВВЭР-1000) – снижая величину «аксиального оффсета» энерговыделения активной зоны (по абсолютному значению) движением вниз ОР СУЗ 10-й и 5-й групп. В случае, если ТВС с максимальным K_V находятся по соседству с ОР СУЗ 10-й группы, такие действия приводят к успеху, однако чаще всего необходимо понизить энерговыделение в верхних слоях ТВС, расположенных в периферийной области активной зоны (периферийный или второй от периферии ряд). В этом случае, как правило, добиться желаемого результата не удаётся. В качестве примера рассматривалась разгрузка со 100 до 40% $N_{ном}$ и работа на пониженном уровне мощности энергоблока ВВЭР-1000. К данному моменту реактор отработал 2/3 кампании, схема загрузки IN-OUT.

Регистрация и запись параметров процесса производились штатными средствами СВРК (системы внутриреакторного контроля). При проведении анализа изменения состояния активной зоны реактора после разгрузки с номинального уровня мощности до 40% $N_{ном}$ и при работе на пониженном уровне мощности в качестве исходных данных использовались следующие измеренные величины:

- тепловая мощность реакторной установки;
- положение ОР СУЗ;
- линейное энерговыделение в ТВС.

Дополнительно был проведён расчёт следующих величин:

- относительное энерговыделение в ТВС с КНИ;
- относительное объёмное энерговыделение в ТВС с КНИ в местах расположения ДПЗ;
- «аксиальный оффсет» активной зоны;
- «аксиальный оффсет» по ТВС;
- минимальный запас по K_V .

При проведении расчёта контролировались достоверность показаний КНИ и корректность пересчёта по имеющимся показаниям расчётных величин.

Величина – минимальный запас по K_V ($K_{Vзан}$) введена в качестве критерия, численно характеризующего выполнение требований не превышения коэффициента относительного объёмного энерговыделения (K_V) регламентных уставок и определена как

$$K_{Vзан} = \min_{i=1+163, j=1+7} \left(\frac{K_{V_{тек}}^i(j)}{K_{V_{уст}}^i(j)} \right). \quad (1)$$

Выполнение условия $K_{Vзан} > 1$ означает, что во всех ТВС превышений уставок по K_V текущим значениям K_V нет.

Расчёт относительного энерговыделения по показаниям ДПЗ КНИ выполняется как

$$Kq(i) = \frac{\sum_{j=1}^7 ED^i[j] + (7 - N_{дост}^i) \cdot QED_{среднее}^i}{QED_{среднее} / 7}, \quad (2)$$

где $N_{дост}^i$ – количество работоспособных ДПЗ в i -й ТВС; $Kq(i)$ – относительное энерговыделение в i -й ТВС; $QED^i[j]$ – линейное энерговыделение в i -й ТВС в j -м слое

$$QED_{сред} = \frac{\sum_{j=1}^{448} QED[j]}{N_{дост}},$$

$QED_{сред}$ – среднее линейное энерговыделение, рассчитанное по показаниям всех достоверных ДПЗ в активной зоне; $N_{дост}$ – количество достоверных ДПЗ в активной зоне.

При наличии более двух неработоспособных (недостоверных) ДПЗ в КНИ i -й ТВС КНИ браковался и при расчёте не рассматривался.

Расчёт относительного объёмного энерговыделения в ТВС с КНИ в местах расположения ДПЗ выполняется по формуле

$$KV^i(j) = \frac{QED^i(j)}{QED_{сред}}. \quad (3)$$

Расчёт «аксиального оффсета» по ТВС проводится по формуле

$$OFFSTTBC_i = \frac{(QED_{низ}^i - QED_{верх}^i)}{QED^i \cdot 100}, \quad (4)$$

где

$$QED_{низ}^i = \frac{\left(\sum_{j=1}^3 QED^i[j] \right) \cdot 3}{V_{дост}^i};$$

$QED_{низ}^i$ – энерговыделение нижней части i -й ТВС; V^i – количество достоверных ДПЗ в нижней части i -й ТВС;

$$QED_{верх}^i = \frac{\left(\sum_{j=5}^7 QED^i[j] \right) \cdot 3}{B_{дост}^i};$$

$QED_{верх}^i$ – энерговыделение верхней части i -й ТВС; B^i – количество достоверных ДПЗ в верхней части i -й ТВС.

При наличии более 1-го неработоспособного ДПЗ в любой части КНИ (вверху 5, 6, 7 ДПЗ, внизу 1, 2, 3 ДПЗ) i -й ТВС КНИ браковался и при расчёте не рассматривался.

«Аксиальный оффсет» активной зоны рассчитывался как

$$OFFST_{AZ} = \frac{\sum_{i=1}^{64} (QED_{низ}^i - QED_{верх}^i)}{(QED_{сред} \cdot N_{дост}) \cdot 100}. \quad (5)$$

На рис. 1 представлен график изменения мощности энергоблока и положения ОР СУЗ от начала разгрузки (00:00 ч) до момента начала подъёма мощности до номинального уровня (00:00 ч следующих суток).

Как следует из графика, разгрузка до уровня $\approx 40\% N_{ном}$ происходила в течение 2 часов. График изменения положения ОР СУЗ и картограммы смещения поля энерговыделения при разгрузке блока представлены на рис. 2. Картограммы смещения поля энерговыделения – графическое изображение изменения энерговыделения в ТВС по сравнению с реперным состоянием активной зоны. В качестве реперного выбрано состояние активной зоны перед разгрузкой блока (параметры указаны на белом поле в правом верхнем углу на рис. 2).

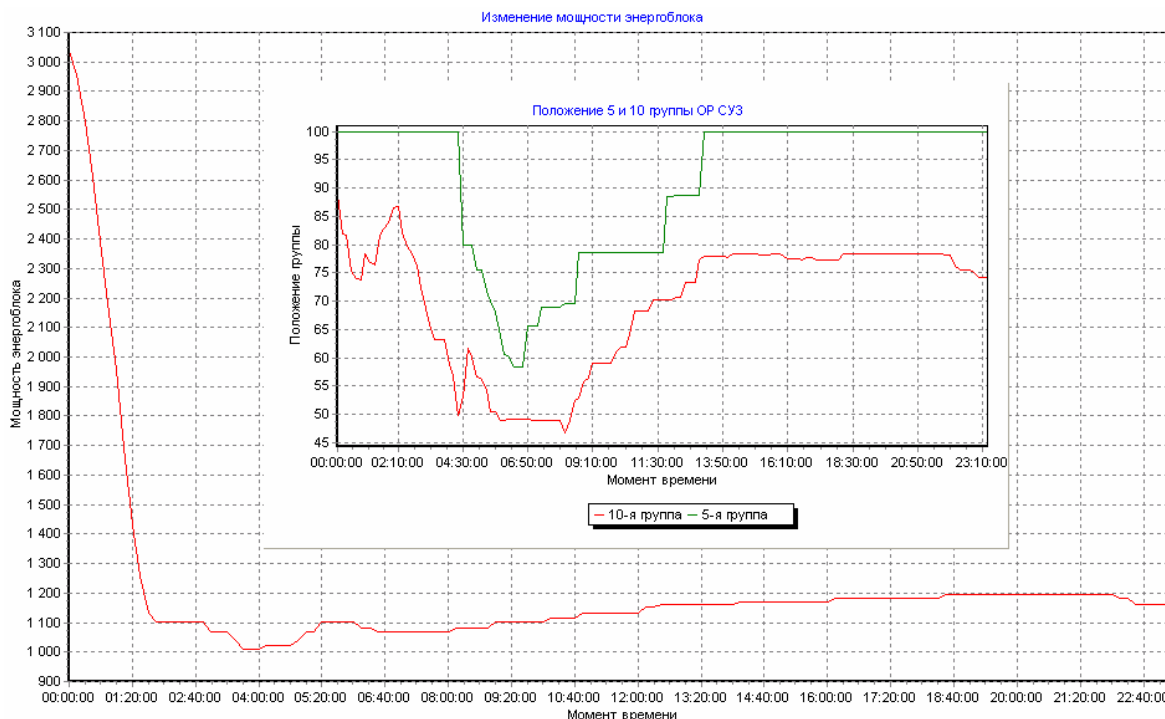


Рис. 1. Изменение мощности энергоблока от начала разгрузки до начала подъема мощности

Как видно из картограмм «смещения поля», относительная интенсивность энерговыделения ТВС, близких к периферии, при разгрузке заметно увеличилась. Вместе с перераспределением энерговыделения по ТВС в плане активной зоны идёт процесс изменения мощности энерговыделения по высотным слоям активной зоны. График изменения максимального послойного энерговыделения и запаса по K_V представлен на рис. 3. Числа в скобках по горизонтальной оси рис. 3 соответствуют номерам ячеек активной зоны реактора в симметрии 360° . В ячейках установлены ТВС с текущим максимальным послойным энерговыделением.

В период времени с 02:00 до 24:00 изменение мощности реактора находилось в интервале от 1000 до 1200 МВт (тепловых). Как видим из рис. 1, в этот период времени происходили большие изменения в положении 5-й и 10-й групп ОР СУЗ. Рассмотрим изменения состояния активной зоны реактора, происходившие до ввода 5-й группы ОР СУЗ в активную зону реактора (период времени с 02:10 до 04:20).

На рис. 4 представлены картограммы «смещения поля» энерговыделения и график изменения положения ОР СУЗ на рассматриваемом интервале времени. В качестве реперного выбрано состояние на 02:10 – состояние на момент завершения разгрузки блока.

Из рис. 4 видно, что смещение поля в сторону периферийной области продолжались. В настоящее время установки по K_V задаются для каждой ТВС индивидуально, поэтому увеличение относительной мощности ТВС периферийной области является нежелательным, поскольку значения K_V на этих ТВС могут иметь заниженные значения из-за больших неравномерностей энерговыделения по ТВС. Таким образом, вероятность превышения регламентной установки относительного объёмного энерговыделения увеличивается.

К моменту окончания разгрузки реактора «аксиальный оффсет» активной зоны составлял $\approx -39\%$. Для снижения (по абсолютной величине) «аксиального оффсета» и энерговыделения в верхних слоях ТВС персонал БЦУ опускает ОР СУЗ рабочей группы. На рис. 5 представлены графики изменения «аксиального оффсета» для ТВС, расположенных в разных частях активной зоны.

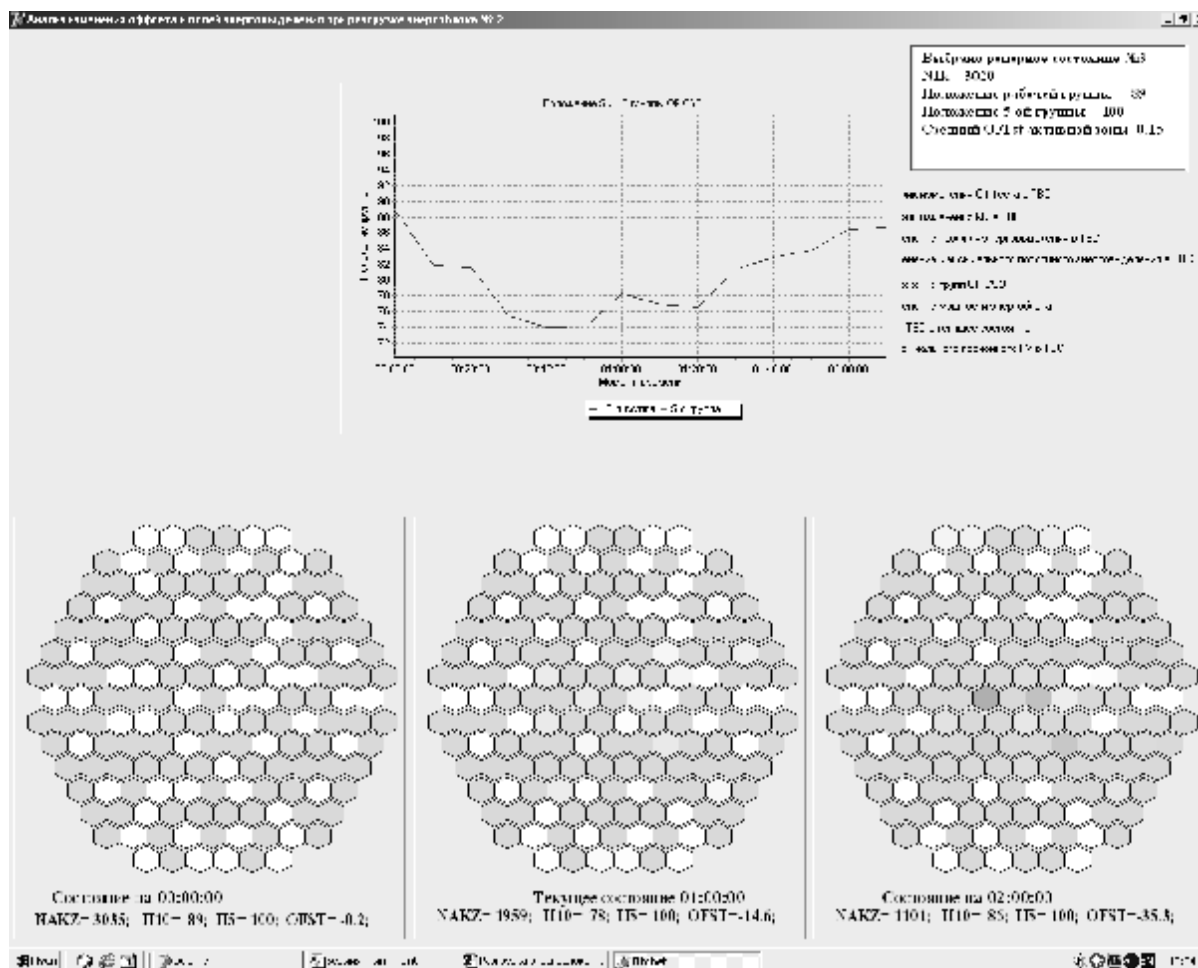


Рис. 2

- – увеличение величины K_V в ТВС по сравнению с реперным состоянием (ТВС с КНИ);
- – уменьшение величины K_V в ТВС по сравнению с реперным состоянием (ТВС с КНИ);
- – изменение величины K_V в ТВС по сравнению с реперным состоянием незначительное;
- – ТВС без датчиков или с забракованными КНИ

Из-за слабого изменения «аксиального оффсета» и возрастания относительного энерговыделения в ТВС периферийной области (рис. 4, 5) максимальное послойное энерговыделение переходит к ТВС периферийной области (см. рис. 6).

Таким образом, видим, что на момент времени 04:10 уменьшение «аксиального оффсета» активной зоны (по абсолютной величине) с -39% до -35% , с точки зрения величины $K_{V_{зан}} = K_{V_{уст.}} / K_{V_{тек}}$ (запас по K_V), не привело к улучшению состояния по активной зоне (произошло увеличение $\max K_V$ в ТВС периферийной области в 6-м и 7-м слоях по высоте активной зоны).

Следующий отрезок времени, предлагаемый для рассмотрения: начало интервала 04:20 – время начала погружения ОР СУЗ 5-й группы, конец интервала 08:20 – начало извлечения 10-й группы.

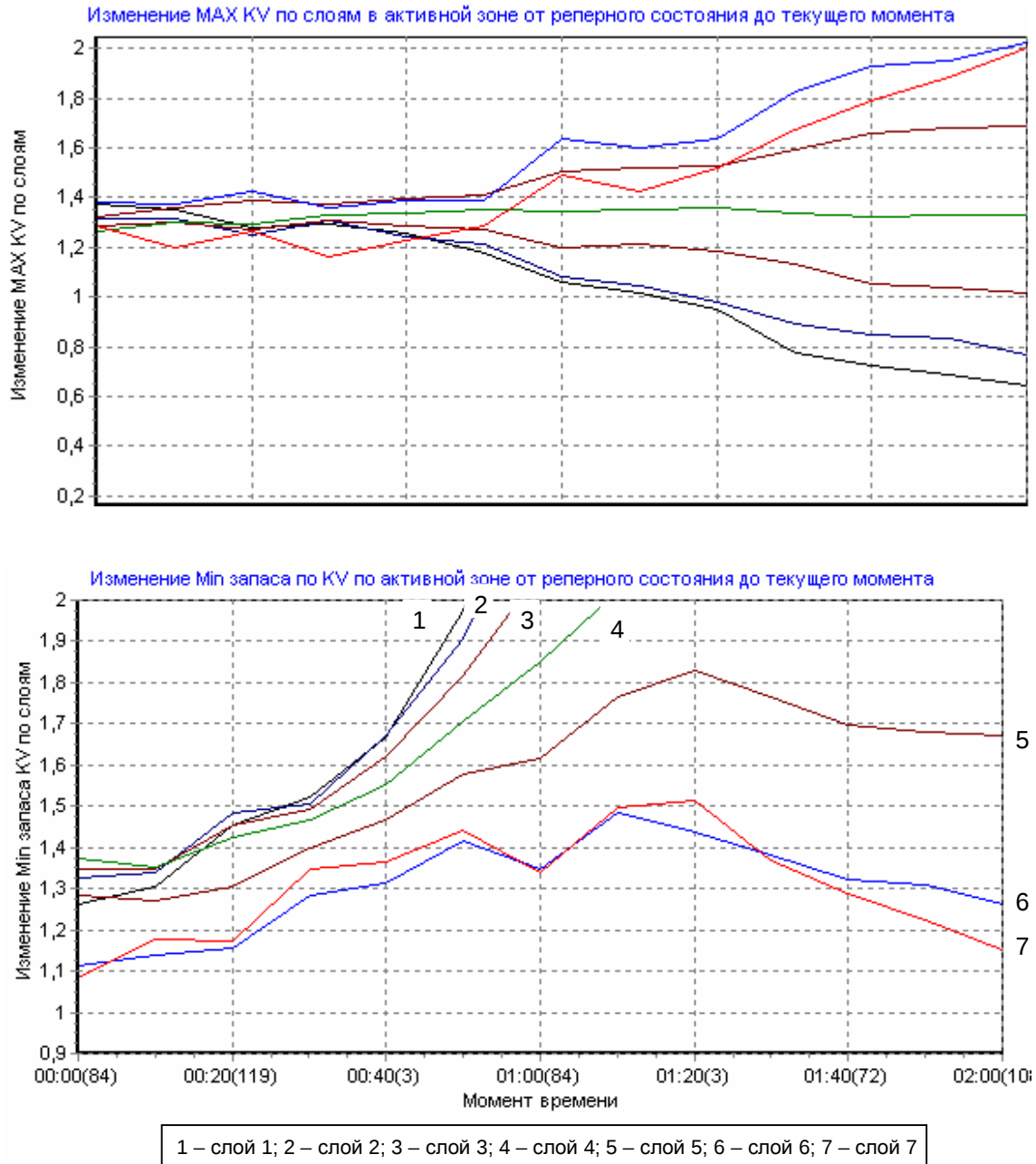


Рис. 3

Для сравнения состояния на начало и конец рассматриваемого интервала на рис. 7 приведены картограммы «смещения поля» K_0 . Снова происходит увеличение мощности энерговыделения ТВС, расположенных в ячейках периферийной области активной зоны реактора. Вследствие погружения ОР СУЗ, эффективность которых компенсируется вводом дистиллята, увеличивается неравномерность областей активной зоны по их размножающим свойствам, что приводит к дополнительному увеличению мощности ТВС на участках активной зоны, расположенных далеко от погруженных ОР СУЗ. На правой картограмме рис. 7 заметна асимметрия активной зоны, объясняемая расположением ОР СУЗ 5-й группы («холодные секторы» выделены жирным).

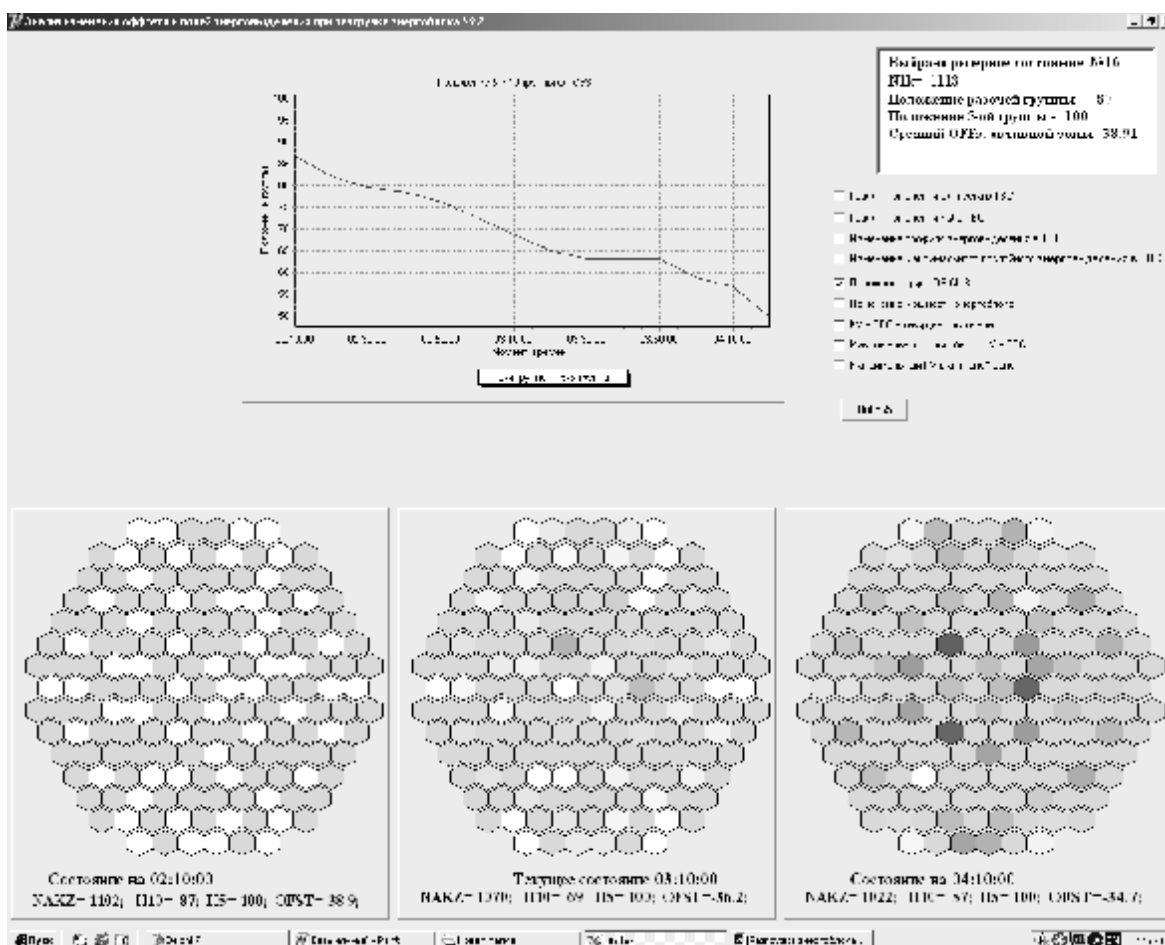


Рис. 4

Максимальное послойное энерговыделение находится в ТВС периферийных областей активной зоны напротив «холодных секторов». Несмотря на дальнейшее погружение ОР СУЗ рабочей группы и ввод в активную зону реактора ОР СУЗ пятой группы (с целью снижения «аксиального оффсета» активной зоны реактора), высотное положение максимального послойного энерговыделения не меняется и находится в седьмом слое. Минимальный запас по K_V переместился в периферийные ТВС, причём отличие текущего значения K_V от регламентной уставки составляет $\sim 3\%$ (см. рис. 8).

Анализ изменения «аксиального оффсета» по ТВС на интервале времени 04:20-08:20 показал, что величина изменения «аксиального оффсета» по ТВС может существенно отличаться от величины изменения «аксиального оффсета» по активной зоне. Так, при изменении «аксиального оффсета» по активной зоне в 6%, изменение «аксиального оффсета» в ТВС составляло от 2% (для ТВС периферийной области активной зоны) до 14-15% (для ТВС центральной области активной зоны и ТВС, расположенных в соседних ячейках с погруженными ОР СУЗ). Следует заметить, что понижение «аксиального оффсета» в ТВС периферийной зоны происходит за счёт увеличения энерговыделения в нижних слоях ТВС без уменьшения энерговыделения в 6-м и 7-м слоях по высоте ТВС (см. рис. 9).

Таким образом, увеличивая «аксиальный оффсет» по активной зоне путём погружения ОР СУЗ, не удалось увеличить величину запаса по $K_{V_{зан}}$, т.е. снизить величину максимального послойного энерговыделения или переместить поле энерговыделения вниз активной зоны в сторону больших уставок.

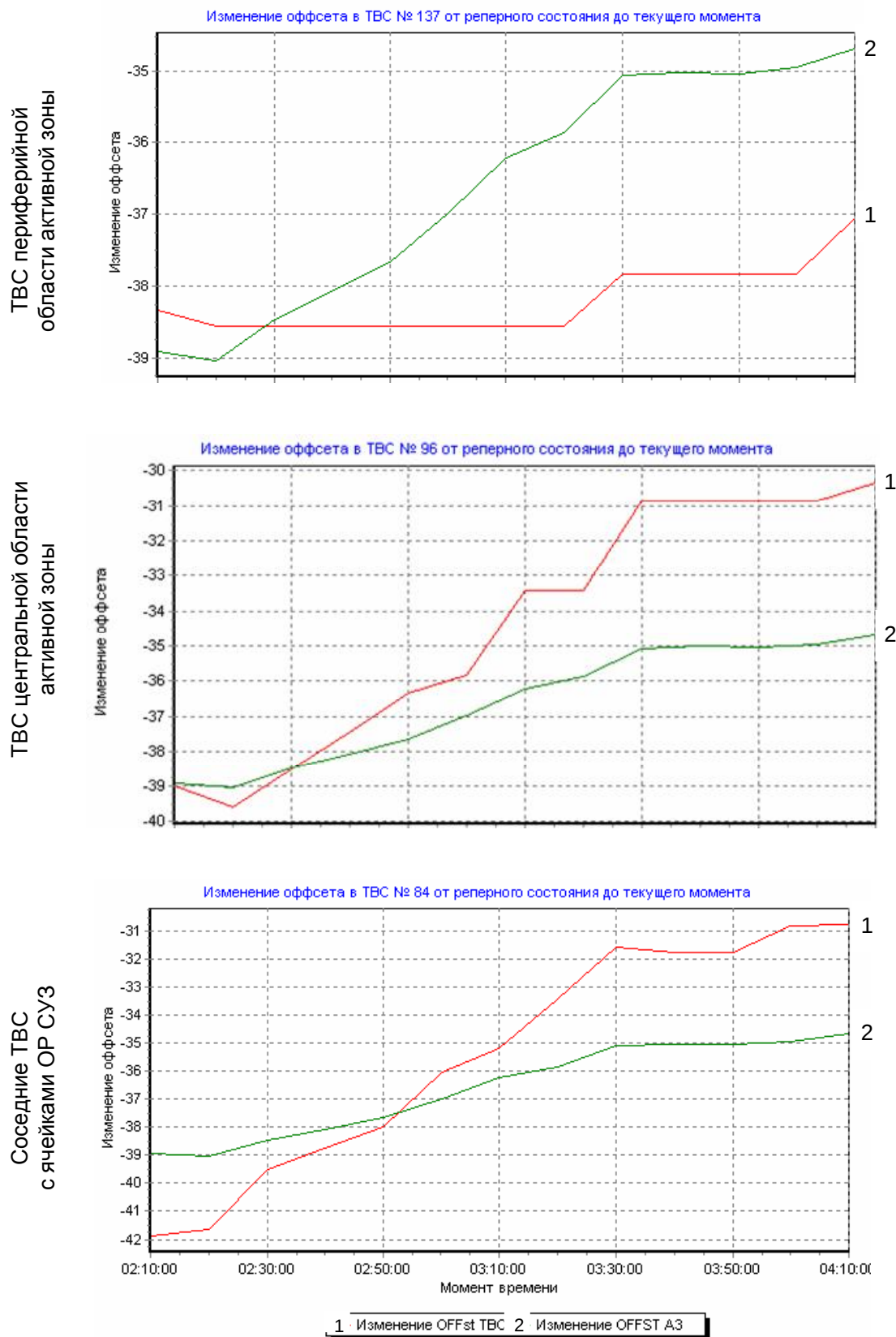
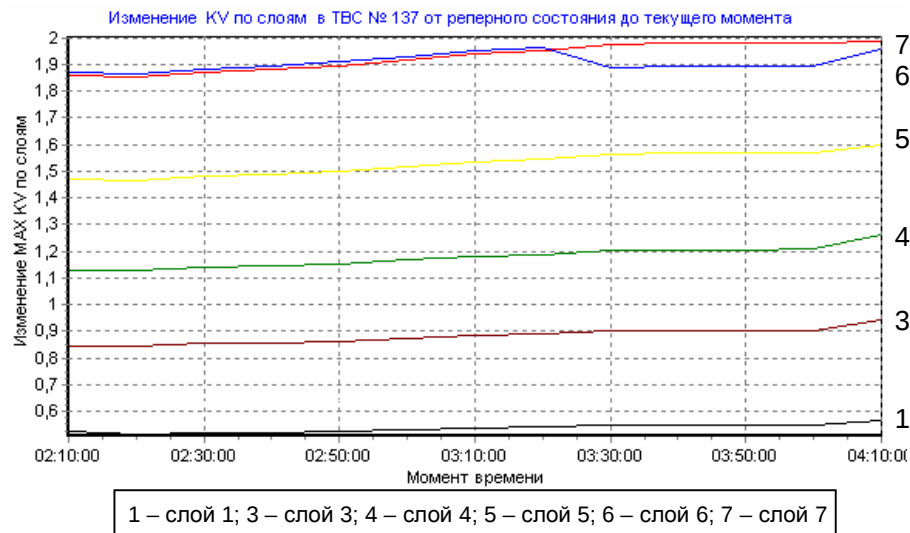


Рис. 5

ТВС периферийной
области активной зоны



ТВС центральной области
активной зоны

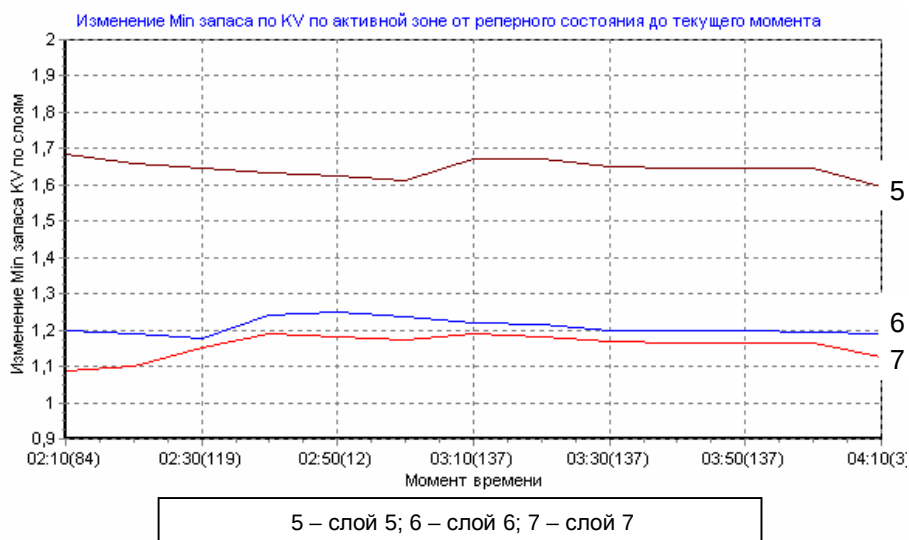
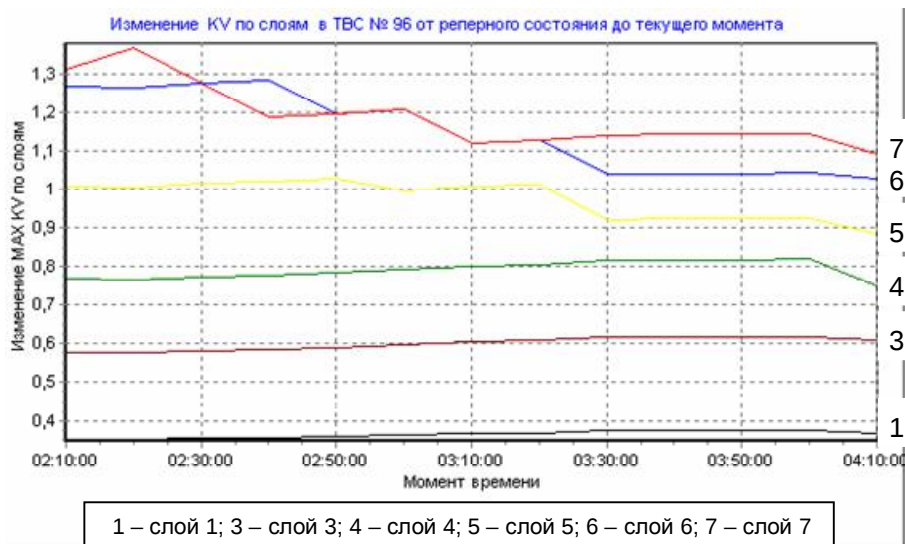


Рис. 6

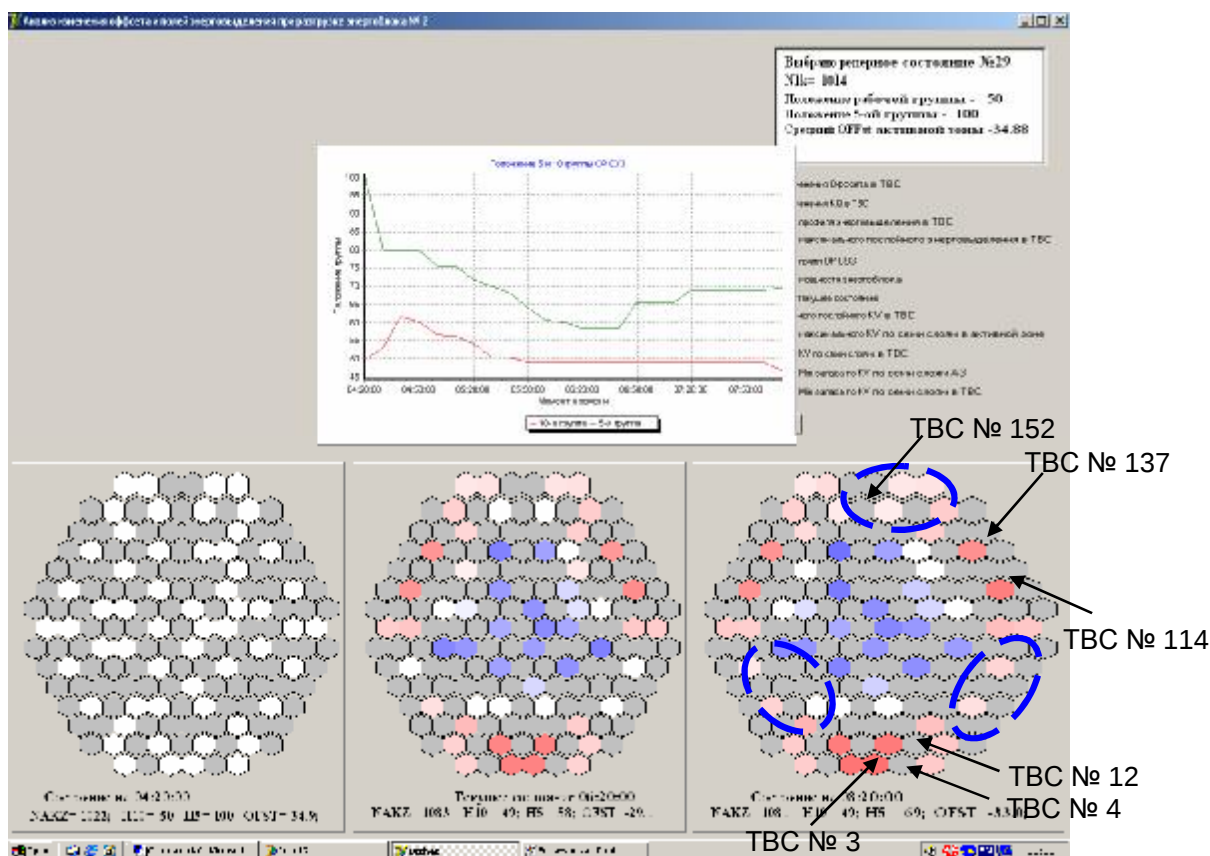


Рис. 7

Погружение ОР СУЗ 10-й группы параллельно с вводом дистиллята увеличивает энерговыделение в ТВС периферийной области активной зоны. Ввод в активную зону ОР СУЗ 5-й группы, находящихся ближе к периферии, уменьшает энерговыделение в периферийной области лишь в трех секторах из шести и, по всей видимости, как и ОР СУЗ 10-й группы, увеличивает энерговыделение в ТВС периферийной области «горячих секторов» (см. рис. 7).

Начиная с 08:20 производится извлечение ОР СУЗ. Цель – увеличить относительное энерговыделение в ТВС центральной области активной зоны реактора, тем самым уменьшить K_Q и послойное энерговыделение в ТВС, расположенных на периферии. Картограммы «смещения поля» и изменения положения ОР СУЗ 10-й и 5-й групп приведены на рис. 10 (реперное состояние – состояние на момент начала подъема 10-й группы). По картограммам видим явное смещение поля в центральную часть активной зоны, энерговыделение в периферийных областях заметно уменьшилось, особенно в «холодных секторах». График изменения максимального послойного энерговыделения представлен на рис. 11. На нём видим заметное уменьшение максимального послойного энерговыделения, а на рис. 12 – увеличение минимального запаса по K_V активной зоны. На 2-й и 3-й час после начала подъема 10-й группы происходит переход максимального K_V в шестой слой по высоте и в ТВС, расположенных в центральной части активной зоны реактора (номера ячеек с ТВС указаны в скобках по горизонтальной оси).

Следует отметить, что данные позитивные изменения происходят на фоне увеличивающегося (по абсолютной величине) отрицательного «аксиального оффсета» ТВС из центральной и периферийной области активной зоны реактора (см. рис. 12).

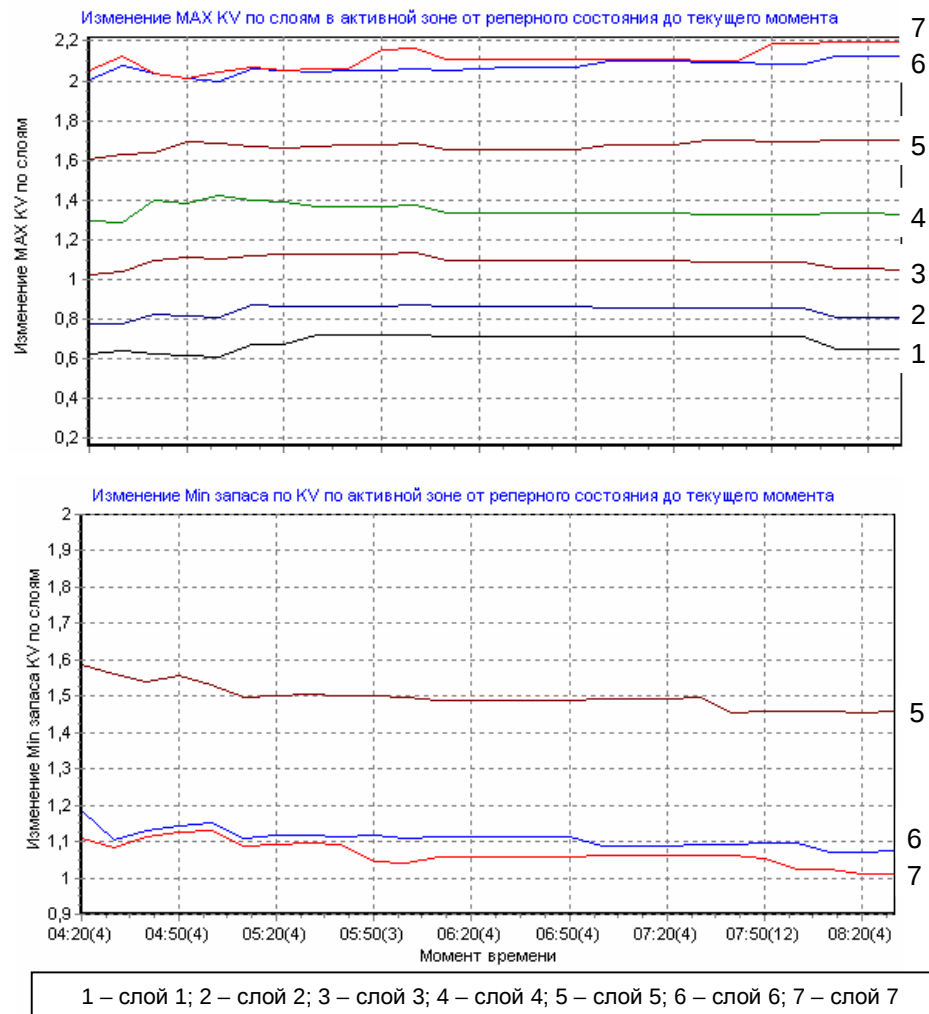


Рис. 8

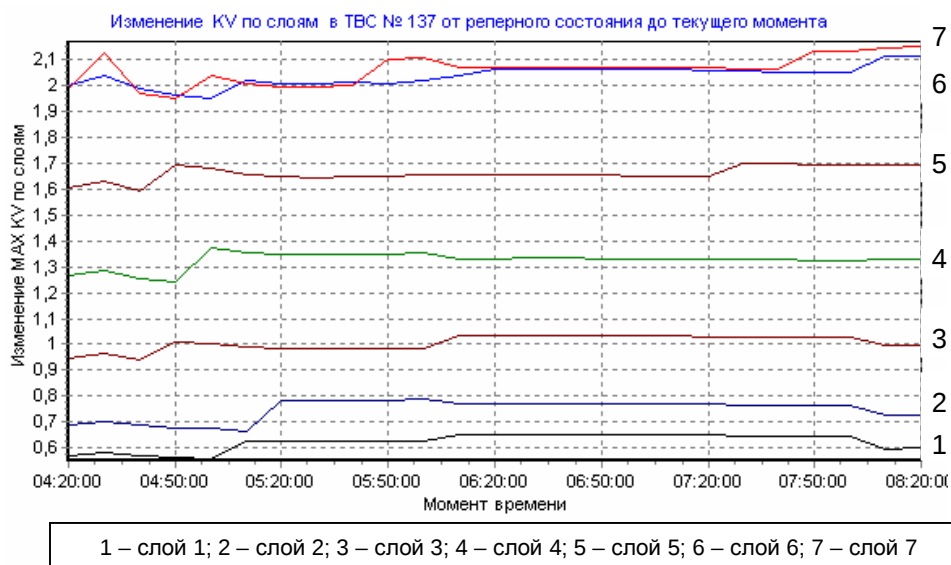


Рис. 9



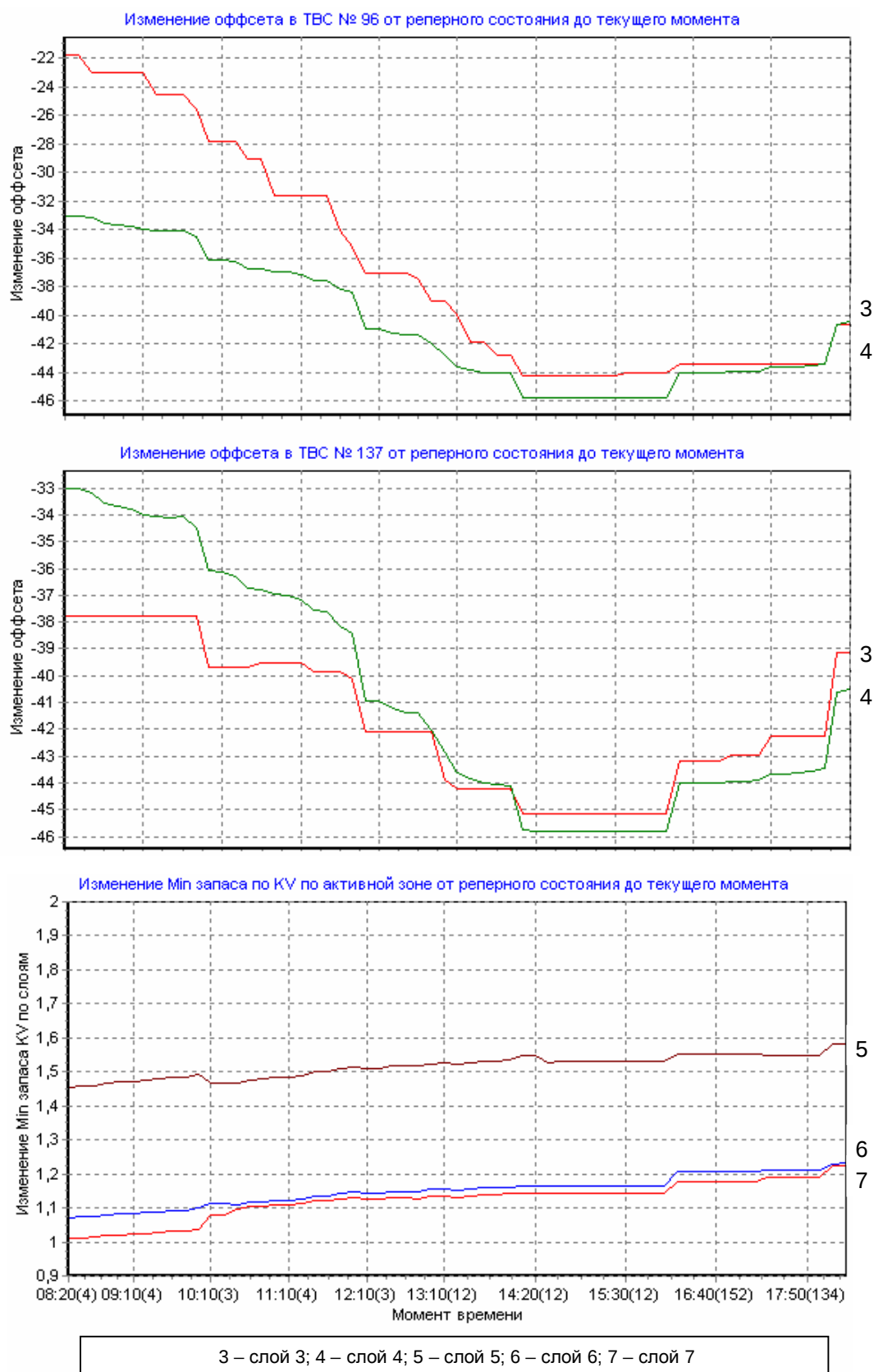


Рис. 12

Таким образом, анализ представленных материалов показывает, что традиционный подход к управлению максимальным послойным энерговыделением в ТВС периферийной области для верхних слоёв активной зоны недостаточно эффективен. При погружении ОР СУЗ 5-й и 10-й групп в активную зону (неизменность мощности реакторной установки компенсируется вводом дистиллята) происходит увеличение мощности ТВС периферийной области. Изменение «аксиального оффсета» на таких ТВС может оказаться недостаточным для снижения послойного энерговыделения либо может привести к увеличению энерговыделения в верхних слоях (см. рис. 9). Решение, принятое персоналом БЩУ на извлечение групп для увеличения мощности ТВС центральной области активной зоны и, как следствие, уменьшение мощности периферийных ТВС, позволило достичь поставленной цели – уменьшение энерговыделения в 7-м слое и смещение $\max K_V$ в 6-й слой ТВС центральной области активной зоны.

Ввиду достаточно сложного поведения состояния активной зоны, при наличии ксеноновых переходных процессов, персоналу БЩУ не всегда удаётся определить наиболее оптимальный порядок действий для управления полем энерговыделения. Поэтому создание в рамках СВРК прогнозной динамической имитационной системы расчёта состояния активной зоны реактора существенно повысит вероятность принятия решений, близких к оптимальным. Также следует отметить, что при существующем размещении регулирующих групп (5-я и 10-я группы), влияние изменения положения ОР СУЗ на ТВС, расположенных в периферийной области активной зоны, достаточно слабое, что не позволяет эффективно управлять энерговыделением в периферийных ТВС при ксеноновых колебаниях.

Зажарнов Андрей Николаевич –
ведущий инженер отдела ядерной безопасности
филиала ФГУП концерн «Росэнергоатом» «Балаковская АЭС»

Шутиков Александр Викторович –
главный инженер филиала ФГУП концерн «Росэнергоатом» «Балаковская АЭС»

Виграненко Юрий Михайлович –
инструктор тренажера учебно-тренировочного центра
филиала ФГУП концерн «Росэнергоатом» «Балаковская АЭС»

Поступила в редакцию 15 сентября 2006 г.

Принята к публикации 30 октября 2006 г.

УДК 621.039

Л.В. Жаркина, Е.А. Ларин

КОНЦЕПТУАЛЬНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ КОНТРОЛЛИНГА И ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ЕГО СОЗДАНИЯ НА БАЛАКОВСКОЙ АЭС

Изложены концептуальные положения и основные направления работ по внедрению системы управления издержками на Балаковской АЭС.

L. Zharkina, E. Larin

CONTROLLING CONCEPTUAL PROVISIONS AND MAIN DIRECTIONS OF ITS CREATION AT BALAKOVO NPP

Conceptual provisions and main directions of the works on implementation of expenses monitoring system at Balakovo NPP are stated.

В условиях реформирования электроэнергетического сектора экономики страны важнейшей проблемой предприятий является обеспечение конкурентоспособности выработки электрической и тепловой энергии. Одной из наиболее современных и эффективных концепций управления предприятиями в электроэнергетике является контроллинг. Контроллинг включает установление цели (целей) предприятия, текущий сбор и обработку информации для принятия управленческих решений, осуществление функций контроля отклонений фактических показателей производственной деятельности от плановых, а также, что наиболее важно, подготовку рекомендаций для принятия управленческих решений с последующим анализом их эффективности.

Исходя из этого, общая концепция контроллинга предусматривает:

- создание системы менеджмента, предназначенного для осуществления поддержки процесса принятия решения;
- сбор и обработку информации о производственной и финансовой деятельности, предоставляемой лицам, принимающим решения;
- создание экономического инструментария для повышения прибыли предприятия;
- проведение оптимизации затрат на производство электроэнергии по критерию общей эффективности деятельности.

Поэтому контроллинг понимается как выбор и обоснование набора инструментов, с помощью которых организационная система может быть представлена в численном выражении и оценена в ходе сравнения планируемого («должно быть») и реального состояния («есть»). Этот анализ становится базой для оценки эффективности принятых управленческих решений, в рамках которой сравниваются конкретные результаты деятельности в прошлых периодах с планируемыми и разрабатываются новые решения. При отклонениях осуществляется поиск причин с целью устранения их в настоящем или нивелирования в будущих планах деятельности предприятия. Это сравнение нацеливает на улучшение процесса планирования в последующих периодах.

Основные задачи контроллинга могут быть представлены следующим образом:

- интеграция планирования на базе координации отдельных функциональных областей;
- проведение анализа отклонений для осуществления экономического контроля в области организации и осуществления отдельных мероприятий, направленных на снижение издержек и повышение эффективности;
- создание базы для принятия решений. Почти для всех сфер принятия решений контроллинг предоставляет релевантную информацию.

Контроллинг создает определенные преимущества в управлении предприятием:

- высокий уровень прозрачности деятельности, достигаемый посредством контроллинга, позволяет обнаружить проблемные места в управлении предприятием;
- реализуя функцию планирования, контроллинг гарантирует управление предприятием, ориентированное в будущее, поиск решений становится более обоснованным и быстрым;
- улучшение коммуникации, что ведет к более ясному пониманию сотрудниками взаимосвязей в экономике предприятия;
- достигается улучшение управления персоналом.

Общая концепция контроллинга предусматривает оперативный и стратегический уровень контроллинга.

В оперативном контроллинге устанавливается плановый период до пяти лет, в то время как в стратегическом контроллинге исходят из сроков около десяти лет. В отличие от стратегического в оперативном контроллинге внимание фокусируется на создании кратко- и среднесрочного планов по обороту, затратам и финансам. Стратегический контроллинг должен давать ответ на вопрос, каким путем в последующие годы для организации будут создаваться источники ресурсов (денежных, материальных, трудовых и т.д.).

Система контроллинга включает не только аналитические показатели и выводы. Здесь важна организационная составляющая – должностные лица, которые реализуют контроллинговые функции, потоки и содержание информации между отдельными подразделениями и от подчиненных к руководителям.

Система контроллинга подразумевает процесс бюджетирования. Поэтому одной из первоочередных является задача организации полноценной структуры контроля и управления затратами. Она носит комплексный характер, поскольку в ее решении участвуют практически все структурные и производственные подразделения предприятия.

Таким образом, основной задачей разработки и внедрения общей концепции контроллинга является выработка рекомендаций для принятия управленческих решений. Для того, чтобы сформировать такие рекомендации, необходимо, прежде всего, проанализировать сам процесс принятия решений, этапы этого процесса, определить содержание потоков информации, определить характерные ошибки в принятии решений, которые следует устранить, т.е. контроллинг выполняет функции сервисной службы.

В связи с реорганизацией концерна «Росэнергоатом» и необходимостью минимизации выделяемых финансовых средств по смете расходов филиала сложились условия и необходимость адаптации общей концепции контроллинга-управления расходами на филиале концерна «Росэнергоатом» – Балаковской АЭС, обеспечивающей перераспределение средств на основе приоритетности выполняемых мероприятий. В самом общем виде организационная структура системы контроллинга затрат на Балаковской АЭС приведена на рис. 1.

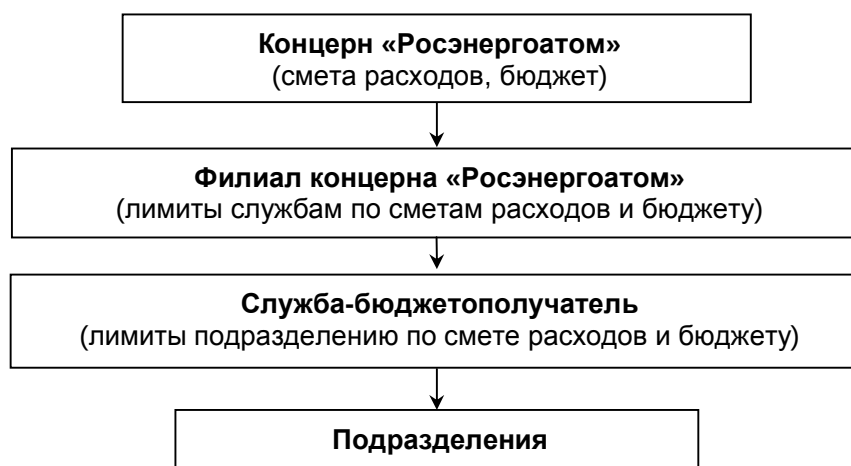


Рис. 1. Организационная структура системы контроллинга

Система контроллинга направлена на:

- перспективное планирование мероприятий с учетом специфики предприятия сроком на пять лет с ежегодным уточнением;
- категорирование мероприятий по степени важности;

- создание системы ответственности за выполнение плановых мероприятий с назначением ответственных лиц (руководителей служб) с обеспечением контроля за расходованием выделенных лимитов;

- контроль сметы и бюджета по конкретному мероприятию с оптимизацией планирования затрат.

Основные направления работы по внедрению системы управления издержками на Балаковской АЭС:

- управление расходами на техническое обслуживание и ремонт оборудования;

- оптимизация численности персонала;

- освобождение от непрофильных видов деятельности;

- управление расходами на социальные объекты;

- оптимизация коммерческой деятельности;

- оптимизация организационной структуры;

- контроль за исполнением сметы расходов и бюджета;

- принятие управленческих решений.

В рамках создания организационной структуры контроллинга необходимо:

- создание координирующей рабочей группы по разработке и внедрению системы контроллинга;

- создание структурного подразделения, обеспечивающего введение в практику работы системы контроллинга;

- назначение в службах-бюджетополучателях лиц, ответственных за внедрение контроллинга, а также контроллеров-кураторов подразделений;

- обучение персонала методике контроллинга;

- корректировка НТД (положения, должностные инструкции и т.д.).

На Балаковской АЭС определены соответствующим приказом службы-бюджетополучатели финансовых средств на МТР и за ними закреплены направления использования финансовых средств, а ФЭС ежегодно осуществляет доведение лимитов на использование финансовых средств по подразделениям АЭС. Разработанная система бюджетирования подразделений, контроля исполнения сметы и бюджета совершенствуется в направлениях:

- участия служб-бюджетополучателей в формировании и защите сметы расходов;

- деятельности подсистемы сопровождения лимитов расходов по смете подразделениями АЭС, которая должна обеспечить оперативный контроль исполнения сметы службами и подразделениями (доведенный лимит, заключенные договоры, фактическое использование на текущий момент) и заключение договоров только в пределах сметы расходов;

- разработки показателей премирования руководителей подразделений, связанных с исполнением сметы расходов.

Общая схема управления финансовыми средствами на Балаковской АЭС приведена на рис. 2, а структура расходов на приобретение материально-технических ресурсов – на рис. 3.

Для реализации системы контроллинга на станции создана единая система, позволяющая обеспечить оперативное материально-техническое обеспечение. Учитывая необходимость систематизации многоуровневых учетных операций с ежегодным движением более 30 тысяч наименований МТР, осуществляемых при комплектации планируемых работ и для возможности получения оперативных данных о состоянии комплектации, руководством АЭС принято решение о создании информационной системы УМТО. Целью информационной подсистемы управления материально-техническим обеспечением являются управление и информационная поддержка процессов МТО и управление затратами. Основные задачи информационной подсистемы состоят в следующем:

- обеспечить персонал станции необходимой и достаточной информацией для реализации планов материально-технического обеспечения, позволяющей существенно повысить оперативность и качество МТО;

– снизить издержки производства и оптимально использовать выделенные в бюджете АЭС финансовые средства на приобретение МТР.

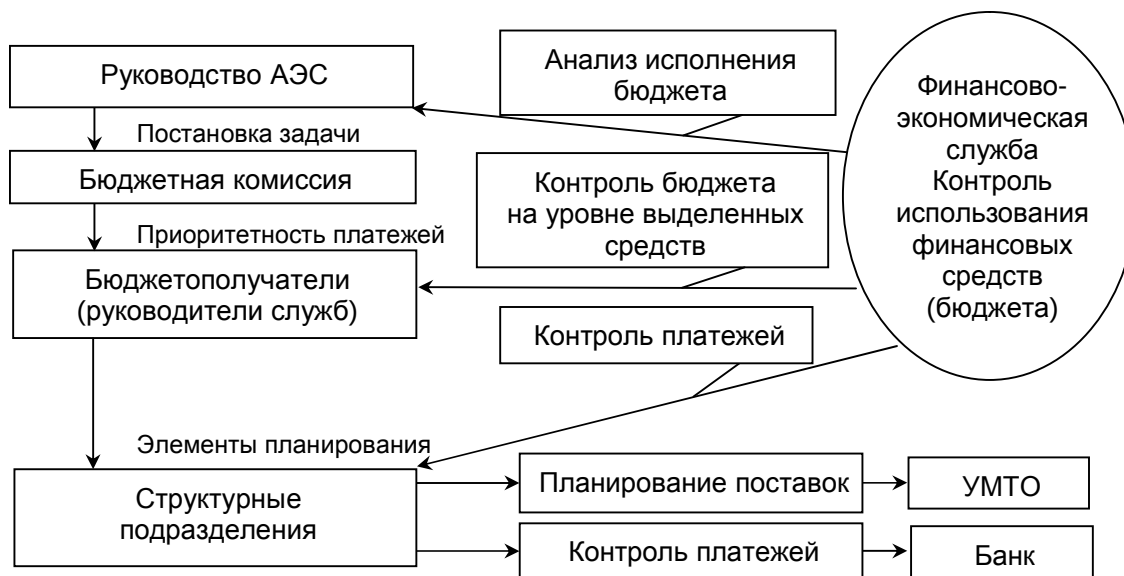


Рис. 2. Общая схема управления финансовыми ресурсами

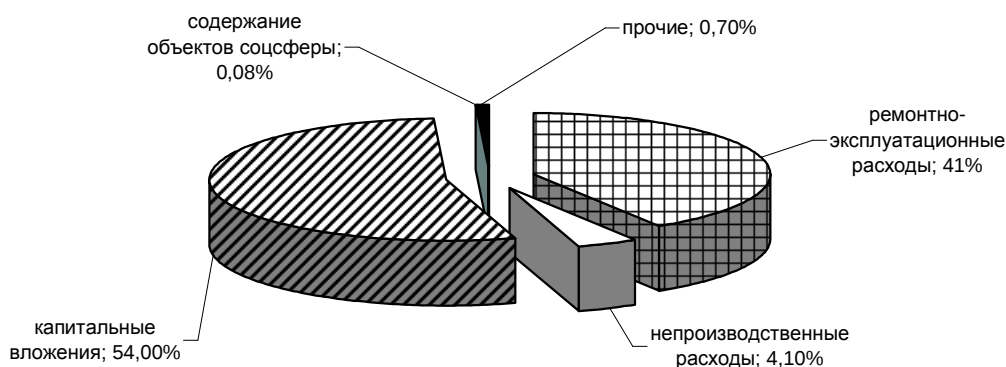


Рис. 3. Структура расходов на МТР

Решение указанных задач требует автоматизации процессов учета материально-технического обеспечения посредством создания информационной системы управления материально-техническими ресурсами (определение потребностей в МТР на основе утвержденных планов работ, ведение заявочной работы в объеме доведенных лимитов, учет ведения договорной деятельности поставок МТР и покрытие заявленных потребностей, управление запасами на складах, учет проведения входного контроля МТР) и создания единой системы контроллинга поставок МТР. При создании информационной системы приняты следующие критерии:

- обеспечение проведения закупочной деятельности МТР в рамках выделенных средств;
- формирование потребностей подразделений станции в рамках утвержденных планов-мероприятий на соответствующий период;
- обеспечение сквозного учета поставляемых МТР с момента формирования потребности до выдачи в производство;

- повышение ответственности персонала подразделений АЭС, участвующего в определении потребностей и комплектации работ в рамках установленных объемов и сроков;
- обеспечение оперативной информационной поддержки состояния комплектации МТР, утвержденных к выполнению работ, всего персонала станции.

Таким образом, разработанные концептуальные положения системы контроллинга могут быть использованы в управлении издержками на Балаковской АЭС.

Жаркина Лариса Викторовна –
экономист филиала ФГУП концерн «Росэнергоатом» «Балаковская АЭС»

Ларин Евгений Александрович –
кандидат технических наук, профессор кафедры «Теплоэнергетика»
Саратовского государственного технического университета

Поступила в редакцию 15 сентября 2006 г.

Принята к публикации 30 октября 2006 г.

УДК 521.039

В.М. Грибко

УЧЕТ И АНАЛИЗ ЗАТРАТ НА ТОиР ОБОРУДОВАНИЯ АЭС С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИНФОРМАЦИОННЫХ СИСТЕМ

Изложены основные положения создания информационной системы управления комплексом мероприятий по техническому обслуживанию и ремонту оборудования энергоблоков Балаковской АЭС.

V. Gribko

NPP EQUIPMENT MAINTENANCE ACCOUNT AND ANALYSIS USING INFORMATIONAL SYSTEMS

Main provisions of informational system creation on NPP equipment maintenance arrangements complex are stated.

Основными задачами, решаемыми при эксплуатации АЭС, являются: обеспечение безопасного и экономически эффективного производства электрической и тепловой энергии; достижение выработки электроэнергии не менее утвержденного задания ФСТ согласно графику несения нагрузки; обеспечение стабильного несения нагрузки АС в течение года, особенно в период осенне-зимнего максимума нагрузок, в соответствии с заданием, установленным ФСТ России и балансами энергии и мощности.

Решение этих задач требует реализации сложного комплекса мероприятий по техническому обслуживанию и ремонту оборудования, что возможно только при наличии эффективной системы управления предприятием. Эффективное управление предприятием подразумевает согласованное принятие решений по управлению совокупностью произ-

водственных процессов, характеризующихся различными потребностями в ресурсах (финансы, оборудование и материалы, персонал и др.) в целях достижения высшей корпоративной цели.

Определение этой цели и формулирование задач по ее достижению является привилегией и обязанностью высшего управленческого звена компании, в то время как реализация поставленных задач возлагается на структурные подразделения предприятия.

Руководство стремится к достижению стратегических целей и добивается этого путем постановки задач персоналу и контроля за их выполнением. Цепь отношений при реализации стратегии, взаимодействие руководства и персонала представляют собой достаточно простой цикл управления (см. рис. 1).

Для управления работой подразделений, оценки успешности выполнения ими запланированных задач руководству компании необходим инструмент, который позволил бы наполнить процесс принятия решения адекватной и достаточной информацией. В качестве таких инструментов, получивших широкое распространение в практике управления западных компаний, являются система ключевых показателей эффективности (КПЭ) и система сбалансированных показателей.

Данные системы или методики составляют основу при принятии решений, базируются на оценке эффективности деятельности предприятия и направлены на достижение стратегических целей организации.



Рис. 1. Схема управления

Оценка эффективности – именно тот инструмент, который позволяет определить, насколько управление организацией соответствует плану достижения стратегических целей. Однако следует понимать, что достижение стратегических целей такой компании, как АЭС, имеет существенные отличия от других областей деятельности. Эксплуатация атомной станции осуществляется с безусловным приоритетом обеспечения выполнения требований действующего в области атомной энергетике законодательства в части ядерной и радиационной безопасности. Атомная станция фактически производит только один продукт – электроэнергию, периодически останавливая производство для перегрузки ядерного топлива, проведения плановых ревизий, освидетельствования, технического обслуживания и ремонта. При этом успешность проведения планово-предупредительного ремонта (ППР), занимающего по времени 10-20% от длительности собственно производства электроэнергии, определяет эффективность последующей эксплуатации энергоблока до следующего ППР.

Поэтому процессы повышения эффективности реализации производственных процессов по техническому обслуживанию и ремонту (ТОиР) имеют особое значение для предприятия, анализ выполнения которых может существенно снизить затраты на ППР. Для обеспечения возможности проведения всестороннего анализа необходимо, чтобы высшее административное руководство, сформулировав стратегическую цель своего предприятия, определило показатели успешности производственных процессов, позволяющих достичь эту цель.

Под показателем успешности понимается результат обработки информации, используемой или порождаемой в ходе данного процесса, применяемый для оценки уровня (степени) достижения поставленных целей.

Любой производственный процесс имеет ограниченное количество показателей успешности его выполнения (хода).

В оптимальном варианте для производственного процесса должен быть определен только один главный (глобальный, абсолютный) показатель успешности. Главный показатель успешности может быть определен через функцию от частных показателей успешности выполнения отдельных задач и критериев приближения к поставленной цели производственного процесса.

Пример: Производственный процесс – управление ремонтом энергоблока.

Цель: выполнение запланированного объема ремонтных работ в сроки, предусмотренные планом.

Главный показатель успешности – окончание ремонта в сроки, определенные графиком.

Частные показатели: окончание ремонта агрегатов, узлов систем в сроки, определенные графиком.

Очевидно, что для определенного производственного процесса выбор показателей успешности определяется выбором цели. Так, для управления ремонтом энергоблока в качестве цели можно выбрать минимизацию стоимостных затрат на выполнение ремонта. Тогда в качестве главного показателя успешности следует выбрать выполнение бюджета ремонта.

У административного персонала, ответственного за выполнение нескольких производственных процессов или функциональных областей, показатель успешности их деятельности должен быть интегрированным и определяться с учетом влияния успешности выполнения того или иного процесса на успешность реализации бизнес-процессов предприятия.

Показатели успешности выполнения одного и того же производственного процесса могут быть и должны быть различными для персонала, участвующего в его реализации и занимающего различные места в управленческой иерархии предприятия.

Определение интегрированных показателей успешности совокупности функциональных областей и всего процесса должно строиться на базе существующей на предприятии системы оценок влияния того или иного бизнес-процесса на успешность деятельности по алгоритмам, согласованным и понятным высшему административному руководителю.

Для показателя успешности (главного или частного) можно определить уровни качества, например:

- норма, условия не нарушаются;
- критическая зона, условия не нарушаются, но выявлена тенденция к нарушению условий;
- нарушение нормы, нарушены условия успешности.

В идеале высшее административное лицо должно иметь возможность оперативно получать бинарную оценку выполнения бизнес-процесса предприятия:

«Единица» – все идет по ранее определенному плану, отсутствуют факторы, требующие оперативного вмешательства руководителя, прогноз достижения стратегической цели положителен.

«Ноль» – на предприятии сложилась ситуация, требующая оперативного вмешательства высшего руководства.

В первом случае руководитель может не заниматься далее оценкой текущей деятельности предприятия. Во втором случае ему должна быть предоставлена информация о тех бизнес-процессах, которые требуют его вмешательства.

Очевидно, что в полной мере реализация системы сбалансированных показателей и определение показателей успешности производственных процессов ТОиР могут быть реализованы только с использованием современных информационных технологий.

В 1993-2005 гг. на Балаковской АЭС была создана информационная система поддержки персонала при планировании и управлении ходом ремонтных работ в ППР, включающая:

- управление материально-техническим обеспечением;
- ведение основных данных по оборудованию, зданиям, сооружениям;
- разработку годовых планов ремонта;
- управление договорной деятельностью;
- управление ходом ППР;
- ведение записей о выполненных работах.

Планирование затрат на ремонтные работы включает:

- разработку годового плана затрат на ремонтные работы;
- разработку квартального плана затрат на ремонтные работы.

Примерное соотношение затрат по видам деятельности приведено на рис. 2.

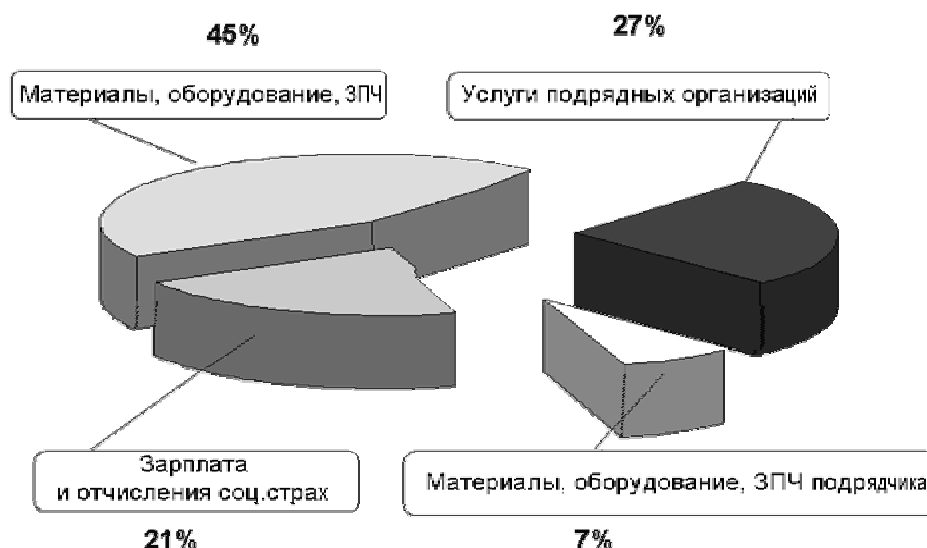


Рис. 2

Формирование плана затрат производится на основании:

- 1) годовых графиков ремонта оборудования и арматуры, трубопроводов и транспортных средств, зданий и сооружений;
- 2) утвержденных мероприятий, направленных на повышение надежности и безопасности, обеспечение безаварийной работы станции;
- 3) ведомостей объемов работ;
- 4) расчетов и заявок подразделений-заказчиков;
- 5) данных о нормативном фонде оплаты труда и нормативной численности ремонтного персонала;
- 6) анализа фактических затрат.

Схема планирования затрат на ТОиР включает следующие основные этапы (см. рис. 3).

Основным элементом при планировании и учете затрат на проведение ТОиР является «РАБОТА».

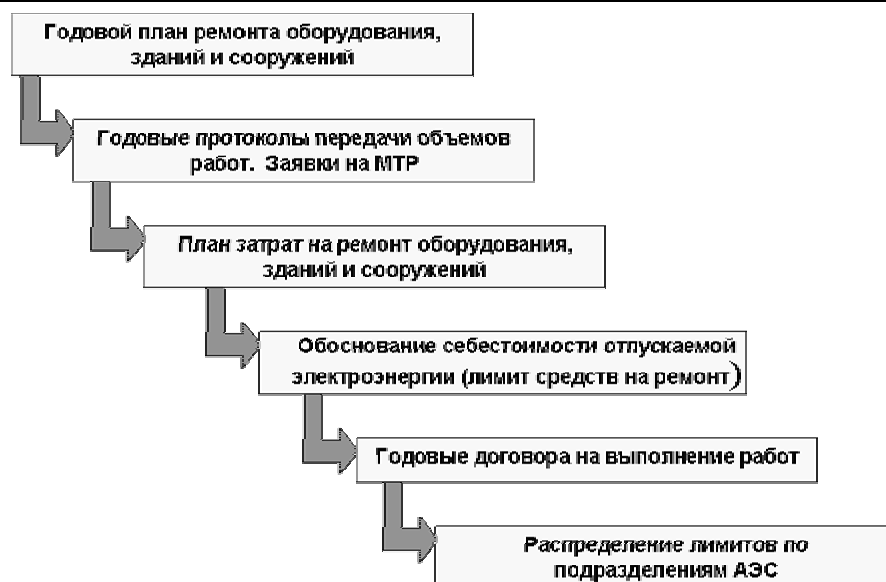


Рис. 3

«РАБОТА» – ремонтная, эксплуатационная или подготовительная операция (или перечень операций) в ходе ремонта, которая выполняется бригадой постоянного состава, на одном рабочем месте с соблюдением одинаковых условий безопасного производства работ, характеризуется определенной продолжительностью, ресурсами и затратами, необходимыми для ее выполнения, обосновывающими необходимость выполнения документами и является основным реквизитом при планировании ремонта.

Введение и активное использование понятия «Работа» объясняется необходимостью обеспечения возможности проведения всестороннего анализа затрат на ТОиР оборудования, зданий и сооружений. Ниже показана общая схема, иллюстрирующая существующие связи между различными производственными процессами (рис. 4).



Рис. 4

Каждая из информационных систем реализует совокупность производственных процессов, связанных в той или иной мере с понятием «Работа». Производственные процессы фактически представляют собой логически связанные по ресурсам, времени и месту исполнения проекты (рис. 5).

После масштабного внедрения в концерне «Росэнергоатом» системы управления проектами PrimaVera стало возможным проводить систематический анализ затрат на ТОиР ремонтных подразделений и АЭС с целью снижения стоимости ТОиР оборудования, зданий и сооружений (рис. 6).

Однако в связи с тем, что информационные системы ТОиР Балаковской АЭС разрабатывались с 1994 года, в настоящее время они представляют собой набор весьма разнородных программных комплексов и баз данных, которые хотя и содержат всю необходимую для проведения анализа затрат на ТОиР информацию, но проведение анализа крайне затруднено и не может быть выполнено оперативно.

Более того, реализовать на существующих базах данных показатели успешности выполнения производственных процессов практически невозможно. Это достаточно характерно для «кусочно-лоскутных» информационных систем. Радикальным средством является переход на промышленные ERP-системы, что и будет реализовано на Балаковской АЭС в рамках создания концерном «Росэнергоатом» корпоративной информационной системы на базе SAP R/3. Но создание КИС в столь большой компании, как концерн «Росэнергоатом», потребует и значительного времени. Представляется целесообразным проведение работ по использованию SAP BW и NetWeaver для интеграции с существующими ИС и обеспечению возможности сохранения накопленных данных. Проблема формирования и использования показателей успешности производственных процессов также может решаться с использованием SAP BW. Для отработки технологии переноса данных и реализации показателей успешности на Балаковской АЭС была реализована следующая схема (рис. 7).

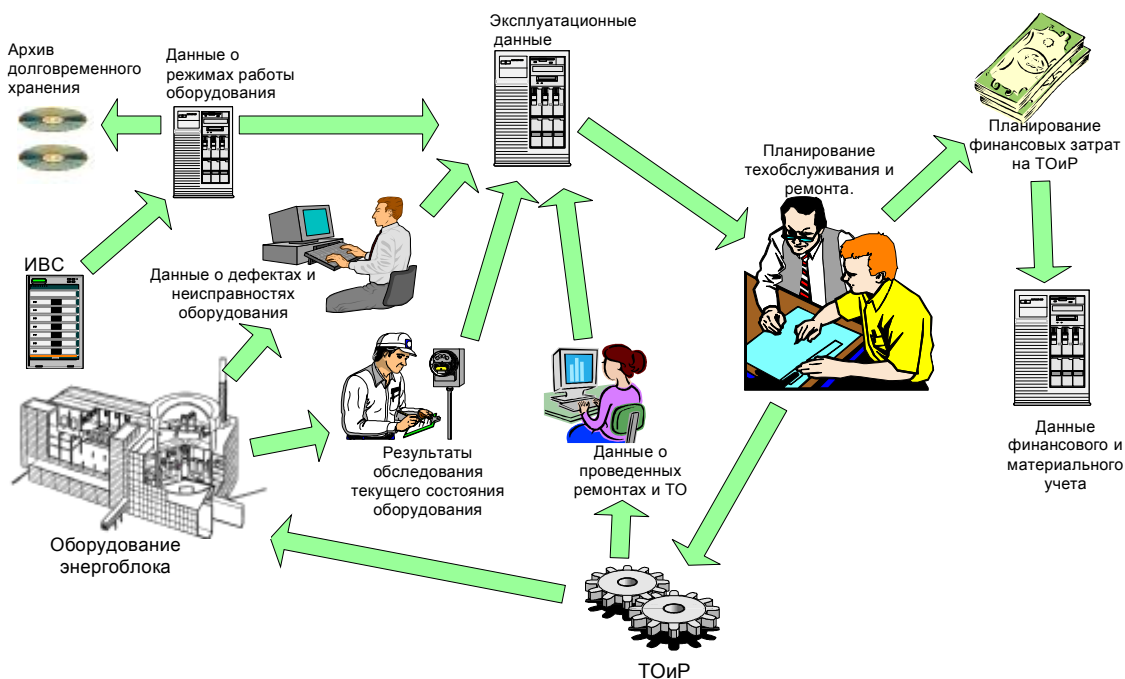


Рис. 5

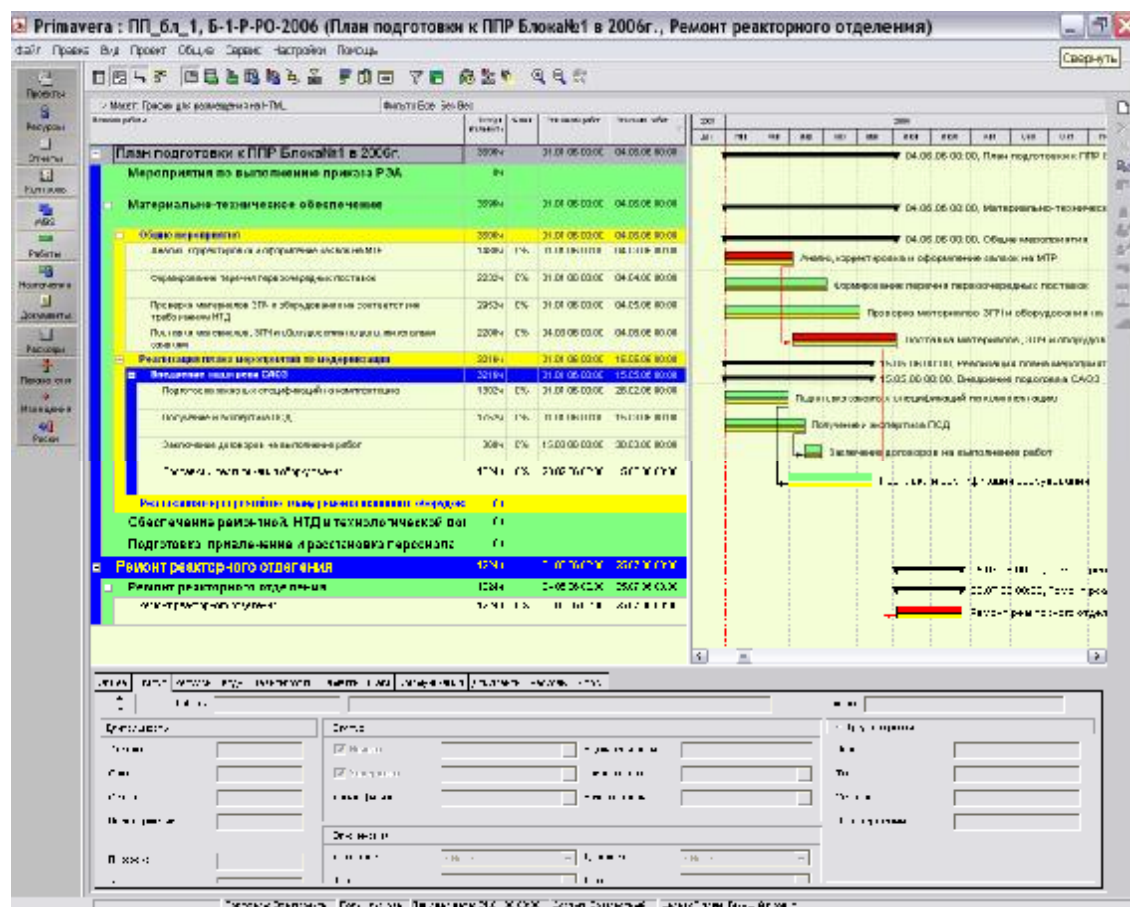


Рис. 6

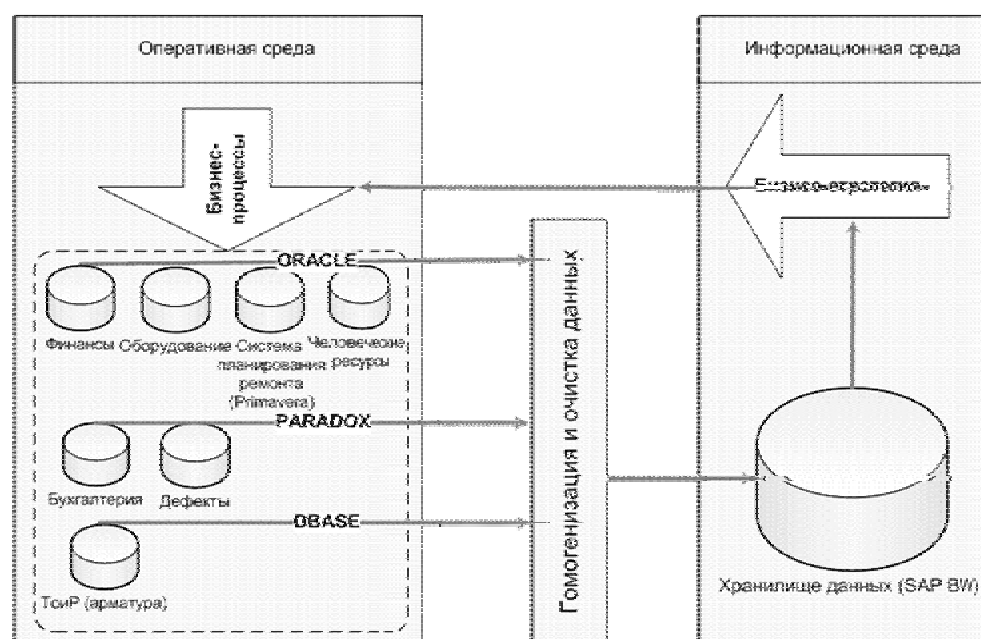


Рис. 7

В хранилище данных, реализованном на SAP BW, размещены данные из унаследованных информационных систем, определен порядок их пополнения и доступа к ним при построении системы показателей успешности. Проведенные работы показали, что перенос данных из разнородных систем в SAP BW требует больших затрат времени высококвалифицированных специалистов. Тем не менее полученный опыт работы по интеграции унаследованных ИС с SAP R/3, безусловно, будет востребован при создании КИС концерна «Росэнергоатом».

Грибко Владимир Михайлович –
начальник отдела ОАО «ВНИИАЭС»

Поступила в редакцию 15 сентября 2006 г.

Принята к публикации 16 октября 2006 г.

УДК 621.030

В.П. Кузьмин, А.Г. Бубнов

ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ПРОВЕДЕНИЯ ПЛАНОВО-ПРЕДУПРЕДИТЕЛЬНЫХ РЕМОНТОВ

Рассмотрены основные положения планирования планово-предупредительных ремонтов оборудования энергоблоков Балаковской АЭС и координации их выполнения.

V. Kuzmin, A. Bubnov

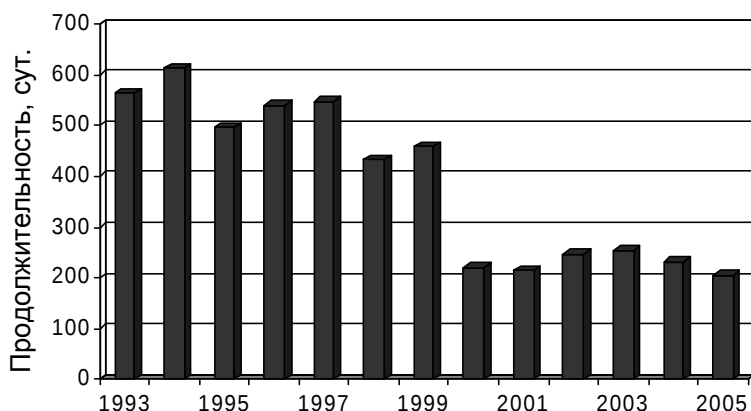
OUTAGE CONDUCT OPTIMIZATION PROCESS

Main provisions for planning of Balakovo NPP Units equipment maintenance and its performance coordination are reviewed.

Готовящийся переход к работе в условиях функционирования оптового рынка электроэнергии требует от генерирующих компаний и в особенности от компаний, эксплуатирующих атомные электростанции, значительного сокращения финансовых затрат, чтобы быть конкурентоспособными в этой новой ситуации. Существующие станции имеют в основном три потенциала по сокращению своих производственных затрат: повышение КИУМ, снижение затрат на топливо и снижение эксплуатационных расходов.

Оптимизация процесса проведения ППР содержит в себе большой потенциал по повышению КИУМ энергоблоков, а также что касается снижения эксплуатационных затрат при проведении ремонтных работ. Для оптимизации ППР с точки зрения сроков проведения и затрат существует множество возможностей, связанных в основном со следующими ключевыми факторами: организация, планирование, логистика и управление, совершенствование эксплуатационных и вспомогательных средств, а также мотивация персонала.

Для достижения этой цели необходимо вовлекать в работу заводы-изготовители оборудования для АЭС или поставщика сервисных услуг и совместно с ним развивать интенсивное партнерство. Работая в одной команде и имея определенные совместные цели, можно



Суммарная продолжительность ППР
4-х энергоблоков Балаковской АЭС

развивать имеющийся успех и более эффективно решать новые задачи.

Если посмотреть общую продолжительность ППР 4 энергоблоков Балаковской АЭС, то с 1993 года (год ввода в эксплуатацию 4 энергоблока) произошло значительное сокращение длительности ППР. Еще несколько лет назад трудно было представить, что за 200 суток в 2005 г. можно достичь результатов, срок выполнения которых при примерно таком же объеме

работ в начале 1990-х годов составлял 500-600 суток. При такой хронологии сокращения времени ППР возникает вопрос, какого рода мероприятия привели к такому результату.

Планирование планово-предупредительных ремонтов

В качестве первого из таких мероприятий следует назвать планирование планово-предупредительных ремонтов. Сокращение времени ППР тесно связано с оптимизацией планирования. Значительные улучшения достигаются особенно в том случае, когда процесс планирования разбивается на несколько этапов. В качестве оптимальных необходимо выделить следующие этапы планирования:

- долгосрочное планирование 4-10 лет;
- краткосрочное планирование в процессе выполняемого цикла;
- текущее планирование в процессе ППР.

Долгосрочное планирование служит для интегральной оптимизации времени останова блока, например, посредством объединения работ по модернизации, в состав которых входит занимающий много времени контроль, такой как гидравлические испытания корпуса реактора и/или ревизия турбогенератора.

В рамках долгосрочного планирования конкретных ППР среди прочих учитываются следующие работы:

- длительный контроль компонентов первого контура;
- ревизия ГЦН;
- ревизия турбогенератора;
- работы на системах безопасности;
- контроль плотности гермооболочки;
- гидравлические испытания крупных компонентов.

Для долгосрочного планирования время ППР не представляет собой абсолютно застывшую схему. Если, например, на основе положительного опыта эксплуатации происходит изменение отдельных интервалов проведения контроля или ремонта, или если имеются результаты мероприятий по переоснащению и модернизации, то последствия этого необходимо перенести на однажды определенную долгосрочную стратегию и соответствующим образом эту стратегию скорректировать. В противном случае параллельные усовершенствования или изменения из-за рассогласования могут возыметь обратное действие в виде удлинения времени ППР.

Посредством краткосрочного планирования затем выполняется соответствующее подробное планирование предстоящего ППР. Оно начинается практически с завершением ремонта энергоблока и сопровождает процесс его эксплуатации в течение всего года. Уточненное подробное планирование ежегодного ремонта, т.е. собственно планирование ППР, занимает вместе с долговременной стратегией значительную долю в процессе сокращения времени ремонта.

При этом выполняются дополнительные мероприятия и разрабатываются схемы, ведущие к оптимальному результату процесса планирования. К ним, среди прочих, относятся:

- усовершенствования в плане своевременного и полного определения объема работ во время ППР;
- своевременное начало работ по планированию и высокая степень подробности планирования;
- сравнение с однотипными блоками;
- последовательный анализ прошлых ППР;
- использование логистики по сопроводительному документированию результатов ремонта для надзорного органа с целью создания основы для получения быстрого разрешения на пуск после завершения ППР.

Чтобы выполнить планирование ППР на таком подробном уровне, для энергоблока Балаковской АЭС, кроме укрупненного графика критического пути ремонта, разрабатывается еще более 30 других графиков с последующим распределением среди всех участников ремонта. При этом детализация графиков при необходимости может достигать 10-20 мин.

Если в рамках описанных типов планирования эксплуатирующая организация чаще всего определяет долгосрочное планирование и долгосрочную стратегию планово-предупредительных ремонтов, то ремонтные организации необходимо как можно плотнее подключать к планированию актуального ППР. Задача ремонтной организации состоит в том, чтобы так спланировать выполняемые ею работы, как того требует отрезок времени, выделенный для этого в ходе ППР. Для работ, определяющих сроки ремонта, необходима совместная разработка подробных графиков. Эти графики, дополненные дальнейшей информацией, служат ремонтному персоналу руководством в работе. Разработка графиков значительно упрощается посредством использования программного средства «Primavera РЗе».

Вместе с планированием сроков важную роль играет также и тщательное планирование персонала. С каждым годом доля работ, передаваемых для выполнения подрядным организациям, увеличивается. Поэтому возникает необходимость в оптимизации и согласовании с эксплуатирующей организацией располагаемых ресурсов своей рабочей силы.

Следующим аспектом планирования является потребность в свободном месте. Вследствие короткого времени ППР с очень плотным графиком последовательности выполнения работ, а часто и необходимостью их параллельного выполнения, распределение свободного места, в особенности в гермооболочке, играет очень важную роль. Эксплуатирующая и подрядная организации должны совместно согласовать потребности в транспортных средствах, зонах складирования и хранения, а также выполнить планирование связанной с этим логистики.

Координирование ППР и выполнение работ

С началом ППР на Балаковской АЭС на основе предварительного плана разрабатываются недельные задания, которые содержат все основные параметры блока и ремонтные работы. Актуализация заданий выполняется каждый день, а в особых случаях корректируется и в течение дня. Тем самым все руководители работ и эксперты по планированию ППР могут тщательно подготовить свои индивидуальные этапы работ и получить информацию о взаимосвязях. Для отслеживания результатов выполнения ремонтных работ и актуализации недельных заданий постоянно в дневном режиме работают два эксперта по планированию и в

круглосуточном режиме два эксперта по координации действий ремонтных подразделений. Кроме выполнения этой деятельности, они в случае смещения сроков выполнения работ обеспечивают оперативное информирование всех задействованных, а если необходимо, то и руководства станции.

Тем самым создается информационная сеть, в которой отображается текущее состояние ремонтных работ и посредством которой в случае сбоев могут быть приняты ответные меры. Интенсивное взаимодействие между станционным персоналом и персоналом подрядных организаций в комбинации с общим обзором хода ППР, а также способность к принятию правильных решений при изменении запланированного хода ремонта, обеспечивают бесперебойное выполнение ППР.

Правильное планирование и организация координирования работ сами по себе еще не являются гарантией сокращения времени ремонта. Отдельные виды работ по месту должны быть подготовлены компетентно, со знанием дела и выполнены быстро, с учетом требований к качеству. И здесь оптимальное использование ресурсов играет важную роль с точки зрения экономии средств. Таким образом, близлежащие с точки зрения технологии и территориального расположения отдельные ремонтные услуги необходимо объединять ремонтной организацией в сервисные пакеты. Внутри таких пакетов легче управлять и дополнительно оптимизировать факторы, важные для финансовой стороны, а именно используемый персонал и время выполнения.

Если объединение услуг в сервисные пакеты само по себе уже ведет к сокращению времени посредством уменьшения количества точек соприкосновения, то улучшения технологического процесса, исходя из постоянного процесса совершенствования и использования инновационных технологий, вносят дополнительный большой вклад в это дело.

Здесь необходимо упомянуть, что главной целью для всех мероприятий и изменений служило и служит положение, что сокращение времени ППР не должно происходить за счет ущерба высокой культуре безопасности станции.

Заключение. Стоит отметить, что практически все вышеперечисленные мероприятия носят административный характер и не требуют больших финансовых вложений. Если же сравнить достигнутую на Балаковской АЭС продолжительность ППР с продолжительностью ППР зарубежных АЭС с однотипными энергоблоками, то станет ясно, что существует еще дополнительный потенциал в направлении оптимизации сроков ремонта. Но этот потенциал уже не реализовать в рамках административных решений. Существует целый ряд объективных причин, принципиально отличающих организацию ППР в России и за рубежом.

В первую очередь сюда относится отличие в проекте энергоблоков. Можно привести целый ряд факторов, увеличивающих длительность критического пути ремонта:

Балаковская АЭС	Зарубежные АЭС
Среднее время одной транспортно-технологической операции – 0,8 часа (ограничение скоростей перемещения ТВС)	Среднее время одной транспортно-технологической операции – 0,25 часа
Гермозона не обслуживается в период эксплуатации блока на мощности	Гермозона обслуживается в период эксплуатации блока на мощности
Отправка отработавшего топлива на завод регенерации только в период ППР	Отправка отработавшего топлива на завод регенерации в межремонтный период
Перед демонтажом (монтажом) верхнего блока реактора разуплотняются (уплотняются) фланцы СУЗ, ТК, КНИ	Перед демонтажом (монтажом) верхнего блока реактора не разуплотняются (не уплотняются) фланцы ТК, КНИ

Балаковская АЭС	Зарубежные АЭС
Гайковерт разуплотняет (уплотняет) главный разъем реактора за три полных прохода (9 переустановок гайковерта)	Гайковерт производит монтаж (демонтаж) шпилек, разуплотнение (уплотнение) главного разьема реактора за одну установку гайковерта
Не предусмотрена установка технологических заглушек (отключающих устройств), обеспечивающих работы на оборудовании при уровне в бассейне мокрой перегрузки (1-м контуре) 35,60 м (работы на улитках ГЦН и на коллекторах ПГ)	Проектом предусмотрена установка технологических заглушек (отключающих устройств), обеспечивающих работы на оборудовании 1-го контура при перегрузке топлива

Столь же серьезную проблему представляют различия в требованиях нормативной документации:

Балаковская АЭС	Зарубежные АЭС
Периодичность эксплуатационного контроля металла и технического освидетельствования – 1 раз в 4 года	Периодичность эксплуатационного контроля металла и технического освидетельствования – 1 раз в 10 лет
Межремонтный цикл оборудования – 12 месяцев	Межремонтный цикл оборудования – 18 месяцев
Периодичность капитального ремонта – 1 раз в 4 года	Периодичность капитального ремонта – 1 раз в 10 лет
Периодичность среднего ремонта – ежегодно	Периодичность среднего ремонта – 6 раз в 10 лет

Дальнейшее сокращение продолжительности ремонта энергоблоков требует значительных инвестиций и возможно посредством реализации следующих направлений:

- формирование системы ремонта по техническому состоянию, использование диагностических и экспертных систем, посредством которых можно достичь значительного сокращения объема ремонтных работ;
- повышение качества ремонта оборудования в связи с увеличением межремонтного цикла (в отдельных случаях замена оборудования на модернизированное, отвечающее требованиям непрерывной работы в течение 16-18 месяцев);
- оптимизация объемов эксплуатационного контроля металла.

Кузьмин Василий Петрович –
главный специалист филиала ФГУП концерн «Росэнергоатом» «Балаковская АЭС»

Бубнов Александр Геннадьевич –
заместитель начальника отдела подготовки и проведения ремонтов
филиала ФГУП концерн «Росэнергоатом» «Балаковская АЭС»

Поступила в редакцию 28 августа 2006 г.

Принята к публикации 16 октября 2006 г.

**С.А. Алексанин, В.И. Дунаев, Н.В. Макаров, А.В. Шутиков,
В.Ф. Кольжанов, Е.Ф. Соболев, В.А. Гилев**

МОДЕРНИЗАЦИЯ МАШИНЫ ПЕРЕГРУЗКИ ПЕРВОГО ЭНЕРГБЛОКА БАЛАКОВСКОЙ АЭС

Излагается подход к созданию системы управления модернизацией перегрузочной машины на основе расчета и анализа вероятностных показателей безопасности технологического процесса перегрузки активной зоны реакторной установки.

**S. Alexanin, V. Dunaev, N. Makarov, A. Shutikov,
V. Kolzhanov, E. Sobolev, V. Gilyov**

BALAKOVO NPP UNIT 1 FUEL LOADING MACHINE MODERNIZATION

Approach towards creation and control of fuel loading machine control system modernization on the basis of calculation and analysis of probabilistic indicators of reactor core loading technological process safety is stated.

Машины перегрузочные, как и их системы управления, эксплуатируются на большинстве российских и украинских АЭС более 20 лет. Технические решения и элементная база систем управления давно устарели и не отвечают современным требованиям в области ядерной безопасности. Таким образом, модернизация перегрузочных машин необходима, в первую очередь, с точки зрения сохранения и повышения уровня безопасности при работе с ядерным топливом.



Рис. 1. Балаковская АЭС

Вторым важным моментом является необходимость повышения КИУМ и сокращения времени простоя АЭС в период ППР. Перегрузка топлива лежит на критическом пути ППР, и сокращение ее длительности возможно только в случае введения автоматизированных и автоматических режимов перегрузки и совмещения перемещений механизмов МП.

Для решения указанных задач в 2003 году было принято решение о необходимости модернизации МП 1 энергоблока Балаковской АЭС, находящегося в промышленной эксплуатации с 1984 года. Стало очевидно, что для приведения МП в соответствие с требованиями НТД требуется выполнить комплексную модернизацию оборудования, включая замену системы управления МП (СУМП).

Финансирование работ по замене СУМП осуществлялось по программе TACIS на средства Европейской комиссии. При участии зарубежных специалистов и концерна «Росэнергоатом» был организован конкурс, участие в котором наравне с лидерами отечественного машиностроения приняли сильные иностранные компании отрасли (Skoda, Vuje, Mitsui Babcock). Побе-

дителем была признана Санкт-Петербургская компания ЗАО «Диаконт», предложившая наилучшее решение.

ЗАО «Диаконт» предложило выполнить работы по комплексной модернизации МП подрядным способом, объединив потенциал ведущих российских предприятий. Выступив в качестве системного интегратора проекта, поставщику удалось обеспечить высокое качество оборудования и своевременное выполнение работ.

В проекте по модернизации МП 1 энергоблока Балаковской АЭС принимали участие:

- ЗАО «Диаконт» (Генеральный подрядчик – системное проектирование, количественный анализ безопасности, пультовое оборудование, алгоритмы управления, интерфейсы, модернизация механической и электрической частей МП);
- ЗАО «Автоматика-Э» (Поставщик программно-технического комплекса СУМП);
- ФГУП «НПП ВНИИЭМ» (Поставщик комплекса электрооборудования СУМП);
- ЗАО «ИНЭСС» (пусконаладочные работы).

Впервые в практике создания систем управления транспортно-технологического оборудования СУМП была сконструирована на основе результатов анализа и расчета вероятностных показателей безопасности технологического процесса перегрузки активной зоны реакторной установки (РУ).

При проведении анализа был применен подход, направленный на детальное рассмотрение технологического процесса и определение максимального числа возможных нарушений нормальной эксплуатации РУ и превышений нормативных воздействий на перегружаемые изделия.

Впервые конструкция СУМП основана на расчете количественных показателей безопасности

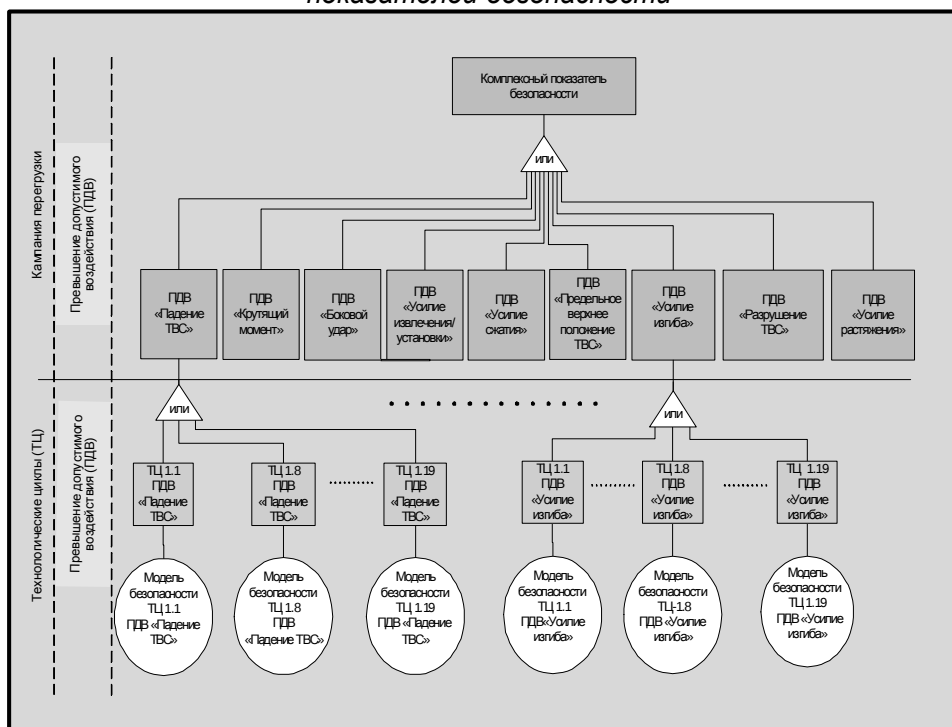


Рис. 2. Укрупненная модель безопасности

Результаты анализа позволили:

- получить количественную и качественную оценки безопасности технологического процесса перегрузки активной зоны, в том числе по отдельно выделенным повреждениям;

– разработать обоснованные требования для оптимизации структурной и функциональной схем СУМП;

– выработать рекомендации по повышению безопасности технологического процесса перегрузки ядерного топлива, в том числе по количественному составу защит и блокировок, уточнению требований к оборудованию, требований к регламенту проведения тестовых проверок и испытаний.

Изменения в конструкции СУМП, обоснованные количественным анализом, уменьшают вероятность повреждения ТВС более чем на 2 порядка



Рис. 3. Сравнительная характеристика

Модернизированная система управления, созданная на базе данного анализа, отвечает современным российским нормативным документам по ядерной безопасности и требованиям к перегрузке топлива в реакторах типа ВВЭР-1000. Безопасность внедрения автоматического режима перегрузки активной зоны РУ и совмещения перемещений механизмов МП была обоснована расчетными показателями.

Высокая надежность СУМП достигается дублированием каналов управления, сбора информации и электропитания



Рис. 4. Программно-технический комплекс СУМП

Расчеты показывают, что комплексный показатель вероятности безопасного функционирования может быть понижен более чем на два порядка после введения дополнительных мер безопасности, обоснованных результатами анализа.

Другими отличительными особенностями новой СУМП являются:

- высокая надежность, достигаемая благодаря дублированию каналов управления, сбора данных и электропитания;
- непрерывная самодиагностика;
- возможность интеграции (с выводом информации и управления с единого пульта) с опциональными системами;
- удобное пультовое оборудование рабочего места оператора.

Комплексный подход к проведению модернизации позволил выполнить все не-

обходимые работы в установленный срок и обеспечил эффективную интеграцию СУМП и различных вспомогательных систем.

В рамках модернизации на АЭС было поставлено ТВ оборудование (система контроля корпуса реактора СТС-78, система контроля перемещения моста-тележки СТС-ПМ1, система контроля за перегрузкой топлива СТС-ПМ-100). Управление данными системами уже было реализовано в пультовом оборудовании СУМП.

Успешно прошла стыковка системы контроля герметичности ТВС и новой СУМП.

Оснащение энергоблоков Балаковской АЭС системами контроля герметичности твэлов ТВС в штанге МП позволило снизить общее число перестановок ТВС более чем на 300 операций по сравнению с пенальным методом, а общее время перегрузки ядерного топлива за одну кампанию было сокращено на 4,5 суток. Выборочная проверка ТВС в пенах КГО подтвердила результаты данного экспресс-метода.

Сложная задача модернизации механической и электрической частей МП была выполнена ЗАО «Диаконт». В ходе выполнения работ были реализованы следующие технические решения, позволяющие повысить эксплуатационные характеристики модернизированной МП:

- была модернизирована рабочая штанга (укорочена средняя секция для обеспечения визуального осмотра ТВС при помощи ТВ системы);

- заменены приводы МП, установлены двигатели переменного тока, имеющие лучшие в сравнении с двигателями постоянного тока эксплуатационные характеристики в условиях применения на АЭС, установлен самотормозящий червячный редуктор;

- заменены концевые выключатели и датчики, взамен датчиков-сельсинов установлены современные абсолютные энкодеры, полностью заменена кабельная продукция.

В рамках выполнения работ по проекту было налажено эффективное взаимодействие российских и зарубежных коллег. Проект выполнялся под надзором представителей Европейской комиссии, специалистов немецкой АЭС «Библис». Состоялся полезный обмен опытом в части применения современных технологий при модернизации транспортно-технологического оборудования.

14 июня 2006 г. модернизированная машина перегрузочная 1 энергоблока Балаковской АЭС прошла приемочные испытания на площадке АЭС. Комиссия под председательством главного инженера Балаковской АЭС, при участии специалистов Ростехнадзора и специалистов АЭС «Библис» признала модернизированную МП годной к промышленной эксплуатации. При проведении ППР энергоблока в 2006 году успешно прошла перегрузка топлива.

Модернизированная РШ позволила проводить визуальный осмотр ТВС в процессе перегрузки

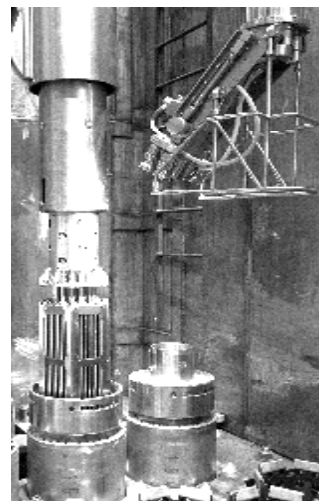


Рис. 6. Рабочая штанга и ТВ система контроля за перегрузкой топлива



Рис. 5

В настоящее время в стадии завершения работы по модернизации МП 2 энергоблока. Было принято решение о проведении комплексной модернизации МП 4 энергоблока.

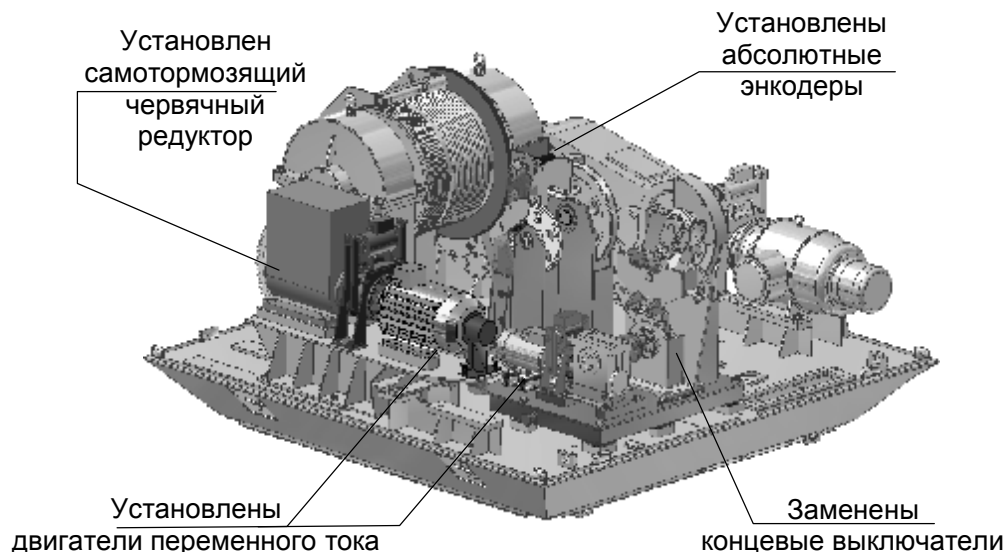


Рис. 7. Трехмерная модель привода рабочей штанги

Накопленный Балаковской АЭС опыт модернизации МП полезен специалистам, эксплуатирующим и проектирующим АЭС, студентам и инженерно-техническим работникам.

Стоит отметить важность комплексного подхода к модернизации. Совместное использование МП и различных дополнительных многофункциональных систем позволяет повысить эффективность эксплуатации энергоблока в целом.

Вопросы безопасности требуют более детального рассмотрения при повышении КИУМ за счет введения автоматических режимов перегрузки ядерного топлива. При модернизации машин перегрузочных Балаковской АЭС это было решено путем применения инновационных технологий и современных методик анализа, что также с успехом может быть применено на других АЭС и объектах ядерного топливного цикла.

Алексанин Сергей Александрович –
инженер ЗАО «Диаконт»

Дунаев Владимир Иванович –
инженер ЗАО «Диаконт»

Макаров Николай Васильевич –
инженер ЗАО «Диаконт»

Шутиков Александр Викторович –
главный инженер филиала ФГУП концерн «Росэнергоатом» «Балаковская АЭС»

Кольжанов Виктор Федорович –
заместитель главного инженера
филиала ФГУП концерн «Росэнергоатом» «Балаковская АЭС»

Соболев Евгений Федорович –
заместитель главного инженера
филиала ФГУП концерн «Росэнергоатом» «Балаковская АЭС»

Гилев Виталий Анатольевич –
главный специалист филиала ФГУП концерн «Росэнергоатом» «Балаковская АЭС»

Поступила в редакцию 15 августа 2006 г.

Принята к публикации 30 сентября 2006 г.

УДК 621.311

Р.З. Аминов, Ю.А. Рыжков, А.А. Гудым, И.М. Чернышов

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО РАСЧЕТА ТЕПЛОВЫХ СХЕМ АЭС С ВВЭР В УСЛОВИЯХ СХЕМНЫХ ВАРИАЦИЙ

*Изложены методические положения автоматизированного расчета
тепловых схем турбоустановок АЭС с ВВЭР-1000.*

R. Aminov, Y. Ryzhkov, A. Gudym, I. Chernyshov

IMPROVEMENT OF AUTOMATED PROCESS OF VVER NPP THERMAL SCHEMES IN CONDITION OF SCHEME VARIATIONS

*Methodological provisions for VVER NPP turbine thermal scheme
automated calculation are stated.*

При проектировании, эксплуатации действующих АЭС необходимо выполнять расчеты различных вариантов тепловых схем, сравнивать эффективность этих вариантов.

Расчет вариантов тепловой схемы АЭС заключается в определении мощности установки, показателей тепловой экономичности, параметров и значений расходов потоков, протекающих через отсеки турбины, теплообменники, эжекторы, насосы. Сравнение вариантов схем позволяет выбрать оптимальный состав оборудования при проектировании и эксплуатации АЭС, осуществлять контроль за эффективностью работы отдельных элементов эксплуатируемой АЭС.

Для расчёта свойств рабочей среды необходимо выбрать систему уравнений, обеспечивающую точный и быстрый расчет по измеряемым параметрам. В 1997 г. Международная ассоциация по свойствам воды и водяного пара (МАСВП) приняла новую систему уравнений (формуляцию) для термодинамических свойств воды и водяного пара, предназначенную для применения в промышленности [2, 3]. Эта система получила название IAPWS-IF97. Формуляция состоит из набора уравнений для различных областей (всего 5), в совокупности охватывая всю область необходимых для технических расчетов параметров.

Для расчета тепловых схем турбоустановок на насыщенном паре достаточно использовать три области: область воды – 1, включая линию насыщения, линия насыщения – область 4, пар – область 2.

Для областей 1, 2 в формуляции разработаны основные и дополнительные уравнения:

– энтальпия, энтропия и удельный объём – функции температуры и давления;

– температура – функция давления и энтропии, давления и энтальпии.

Для области 4 созданы уравнения:

– температура – функция давления, давление – функция температуры.

При использовании этих уравнений в расчетах тепловых схем отпадает необходимость в проведении итераций и внесения в программу табличных значений параметров. Это сокращает время расчетов и повышает их точность. Для расчета свойств среды по формуляции 1997 года разработаны отдельные модули.

Для расчета тепловой схемы турбина условно разделена на отсеки. Число отсеков определяется числом отборов пара из турбины. Порядковый номер отсека определяется номером отбора пара. Расчет процесса расширения пара проводится отдельно для каждого отсека турбины. Реальные значения величин внутреннего относительного коэффициента полезного действия (η_{oi}) отсеков наиболее точно можно определить по результатам испытаний конкретной паровой турбины. В частности, можно воспользоваться нормативными характеристиками турбины.

Для расчета тепловой схемы АЭС необходимо составить и решить систему из N линейных уравнений, число N которых определяется количеством неизвестных, зависящих от состава оборудования конкретной схемы. Неизвестных при расчете может быть более ста. В процессе эксплуатации АЭС, а также при выполнении оптимизационных расчетов тепловая схема может изменяться, в том числе могут происходить отключения или подключения отдельных элементов. Это приводит к изменению числа уравнений.

Решение системы уравнений – трудоемкий процесс, поэтому требуется автоматизация расчетов тепловых схем. Для расчета тепловой схемы АЭС с учетом возможного ее изменения разработана программа «WLATURB». Решение системы уравнений выполняется по методу Гаусса с выбором главного элемента. Однако метод требует дополнения в связи с появлением в системе уравнений нулевых строк и столбцов при отключении оборудования.

Система уравнений может быть представлена в виде матриц: квадратной размером $N \times N$ и двух столбцов – матрицы размером $N \times 2$, один из которых – это неизвестные, а другой – свободные члены. Элементами квадратной матрицы являются коэффициенты перед неизвестными. Неизвестными являются рассчитываемые величины – расход свежего пара при заданной мощности или мощность при заданном расходе свежего пара, а также расход пара из отборов турбины на подогрев питательной воды в ПВД, ПНД и деаэраторе. Система уравнений составляется на базе энергетических, тепловых и материальных балансов.

Уравнение теплового баланса является общим для теплообменных аппаратов всех типов. Для теплообменника смешения составляются два уравнения: второе уравнение – материальный баланс всех потоков. Для теплообменников поверхностного типа составляются три уравнения: второе и третье уравнения – материальные (расходные) балансы отдельно греющих и нагреваемых потоков.

Порядковый номер строки определяется по номеру выходящего потока, столбца – по номерам входящих или выходящих потоков. Один из элементов строки находится на главной диагонали, поэтому первый и второй индексы этого элемента одинаковые. Количество элементов в строке соответствует количеству смешивающихся входящих потоков плюс выходящий поток.

Для сепаратора составляются два расходных уравнения. Первое уравнение – материальный баланс по влаге, второе уравнение – общий материальный баланс потоков.

Для приводных турбин питательных насосов составляется по одному уравнению энергетического баланса, учитывающему повышение энтальпии питательной воды в питательном насосе и изменение энтальпии пара на входе и выходе турбопривода, и по одному уравнению материального баланса.

Для паровой турбины составляются три уравнения: первое уравнение – энергетический баланс турбины, второе – материальный (расходный) баланс ЦВД, третье уравнение – материальный (расходный) баланс ЦНД.

Коэффициентами перед неизвестными (расходами) в уравнениях теплового баланса для подогревателей являются энтальпии входящих и выходящих потоков (со знаком плюс «+» для входящих потоков и со знаком минус «-» для выходящих потоков), в уравнениях материального баланса для подогревателей коэффициентами перед неизвестными являются единицы (со знаком плюс «+» для входящих потоков и минус «-» для выходящих потоков).

При составлении материальных балансов при разделении потоков на известные заданные доли число уравнений материальных балансов равно числу потоков после разделения, а коэффициентами перед неизвестными для делящегося потока являются доли со знаком плюс «+» и перед разделенными потоками единицы со знаком минус «-». При объединении потоков составляется один материальный баланс, где коэффициентами являются единицы со знаком плюс «+» для всех входящих потоков и минус «-» для выходящего потока.

Разработанная программа «WLATURB» позволяет максимально автоматизировать расчеты тепловых схем. Расчет тепловой схемы энергоблока выполнен в виде программы, функционирующей в среде Windows. Программа имеет стандартные элементы приложений в операционной системе Windows. Окно программы имеет следующие элементы: рабочее поле, строку заголовка, строку меню, панель инструментов, быстрые кнопки для добавления элементов и прочее. Заголовок окна палитры содержит закрывающую и сворачивающую кнопки. На рабочем поле могут располагаться одновременно три окна. Каждое окно содержит закрывающую и сворачивающую кнопки. В верхнем левом окне изображается расчетная схема, в заголовке окна отображается имя файла схемы. С правой стороны находится окно «Параметры объекта». Это окно служит для отображения и редактирования свойств объекта тепловой схемы. Объектами тепловой схемы являются элементы схемы (парогенератор, турбина, теплообменники, насосы и т.д.) и потоки рабочего тела (влажный и перегретый пар, питательная вода, конденсат, сетевая вода и т.д.). Каждый объект имеет свой уникальный номер, при добавлении нового объекта ему присваивается последний свободный номер.

Параметрами (свойствами) элементов являются: название, номер элемента, номера входящих и выходящих потоков. Параметрами (свойствами) потоков являются: номер, тип (рабочий, выхлоп, греющий, дренаж, нагреваемый, отключен), среда (влажный пар, перегретый пар, среда), входные параметры (давление, температура) и рассчитанные параметры (энтальпия).

Нижнее левое окно – «Предупреждения и ошибки». Это окно предназначено для вывода на экран предупреждений об ошибках, допущенных при составлении схемы.

Особое внимание уделено интерфейсу пользователя. В состав программы входит графический редактор, с помощью которого визуально составляется схема энергоблока из базовых элементов, которые соединяются между собой линиями связи (потоками). Каждому элементу присвоены определенные свойства, характеризующие элемент. Такими свойствами элемента являются: допускаемое количество и характеристика входящих и выходящих потоков и их характеристика. Это позволяет контролировать составление схемы и указывать на допущенные ошибки.

Контроль осуществляется при сравнении приданных при составлении схемы элементу свойств с присущими этому элементу свойствами. Так, например, к приводной турбине питательного насоса может быть подключен один входящий поток и один выхлоп. Если при составлении тепловой схемы к элементу «приводная турбина» подключить два потока и не указать выходящего потока или указать неправильно свойство любого потока, то в нижнем окне появится сообщение об ошибке с указанием номера элемента и нарушением свойств.

После запуска программы на экране появляется главное меню программы и кнопки быстрого доступа (см. рисунок).

Главное меню состоит из пунктов:

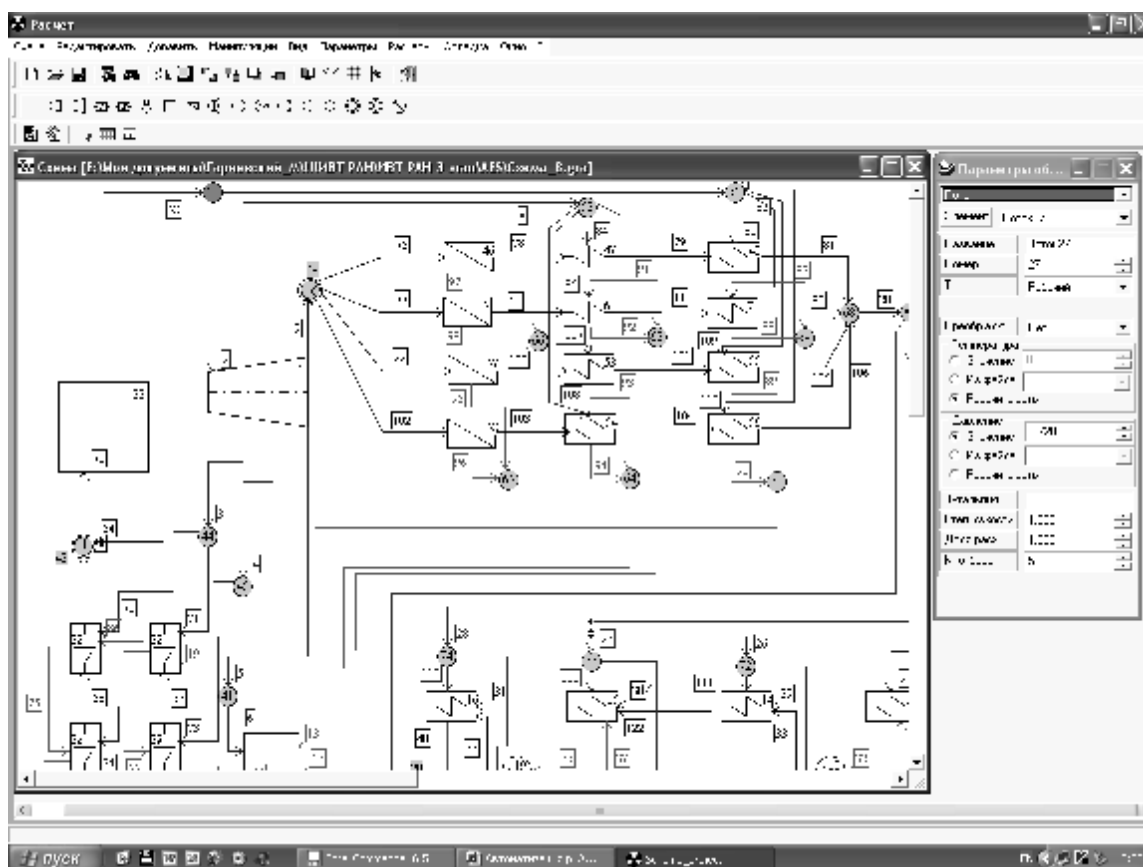
- «Схема», с помощью которого можно создавать новую тепловую схему, включая АЭС с турбинами, работающими на перегретом паре;
- «Редактировать» – для удаления элемента тепловой схемы, поворота элемента на определенный угол;
- «Добавить» – для добавления в схему новых элементов;
- «Манипуляции» – для изменения номеров элементов и потоков, изменения номеров;
- «Параметры» – для ввода параметров схемы;
- «Отладка» – для контроля расчета, вывода главной матрицы;
- «Расчеты» – проверка схемы на корректность и выполнение расчетов.

Использование графического редактора позволяет быстро и наглядно составить нужную схему, произвести переключение потоков, изменить параметры у потока или элемента.

Матрица заполняется автоматически при составлении тепловой схемы «мышью» на экране монитора. Порядковые номера элементов схемы и потоков при составлении схемы также устанавливаются автоматически, в общем случае они могут быть произвольными.

Тепловая схема включает большое число элементов, и для того, чтобы схема была составлена правильно, в программе присутствует модуль контроля, который перед расчетом проверяет составленную схему и в случае ошибки указывает на элемент и причину ошибки.

В качестве примера в представленной работе рассмотрена тепловая схема АЭС с реактором ВВЭР-1000. Для определения величин внутреннего относительного КПД η_{oi} отсеков использовались зависимости соответствующих давлений и энтальпий пара в отборах на регенеративные подогреватели из нормативной характеристики.



Вид экрана после запуска программы

Для расчета выполняемой паром работы необходимо знать энтальпию и энтропию пара на входе и выходе каждого отсека, а также расход пара через отсек. Указанные параметры пара определяются по специально разработанному модулю расчета процесса расширения пара.

На входе в первый отсек по заданным начальному давлению P_0 и степени сухости X_0 определяются параметры острого влажного пара – энтальпия и энтропия.

На выходе отсека параметры определяются в два этапа – сначала для идеального (изоэнтропного) процесса, затем – для реального по располагаемому теплоперепаду и КПД процесса.

Для влажного и перегретого пара используются различные уравнения, поэтому необходимо установить состояние пара в конце процесса. В конце идеального процесса состояние определяется при сравнении энтропии сухого насыщенного пара с энтропией в начале процесса (энтропией изоэнтропного процесса), в конце реального процесса состояние пара определяется при сравнении энтальпии сухого насыщенного пара с вычисленной энтальпией пара в конце процесса. Аналогично рассчитываются параметры пара на выходе следующих двух отсеков ЦВД.

В ЦВД пар поступает перегретый, поэтому калорические параметры пара на входе определяются по давлению и температуре.

В дальнейшем в процессе эксплуатации паротурбинной установки величины внутреннего относительного КПД отсеков могут изменяться. Корректировка может производиться по результатам экспресс-испытаний.

В примере расчета принята следующая технологическая схема АЭС. Из парогенератора пар поступает на паровую турбину и вторую ступень промежуточного пароперегревателя, на первую ступень – из первого отбора из турбины. Из отборов турбины пар подается на регенеративные подогреватели питательной воды, деаэраторы. Расходы пара на турбину и промежуточный пароперегреватель определяются при расчете тепловой схемы по мощности турбогенератора. При этом рассчитываются также расходы пара на регенеративные подогреватели питательной воды, деаэраторы, турбопривод питательных насосов.

Для определения расходов греющего пара необходимо знать температуру и давление воды на входе и выходе регенеративных подогревателей, энтальпию греющего пара, поступающего на подогреватели воды, деаэраторы, промежуточные пароперегреватели, а также давление и температуру дренажей.

Энтальпия всех потоков подогревателей, кроме греющего пара, рассчитывается в зависимости от давления и температуры по разработанным программным модулям. Энтальпия греющего пара определяется в результате расчета турбины с использованием разработанного модуля расчета процессов расширения.

Энтальпия воды на выходе насоса определяется по энтальпии на входе и энергии, затраченной на повышение давления в насосе.

Все потери в технологической схеме АЭС приняты в соответствии с нормативными характеристиками.

Программа может использовать внешний файл данных, в котором указаны температуры и давления среды потоков. Внешний файл данных представляет собой текстовый файл определенного формата, что позволяет подготавливать исходные данные для расчета схемы с помощью других программ. Например, этот файл может создаваться и изменяться измерительным комплексом, который обрабатывает показания приборов, и, таким образом, при расчете схемы определяются показатели экономичности АЭС на текущий момент времени.

Разработанная программа «WLATURB» позволяет определять текущую эффективность работы АЭС при сравнении результатов расчетов с нормативными показателями экономичности. Итоговым показателем эффективности выработки электроэнергии является удельный расход теплоты брутто. Для контроля эффективности работы турбоустановок разработаны энергетические (нормативные) характеристики. Нормативные характеристики включают зависимости показателей эффективности турбоустановки при номинальных параметрах и поправки к этим показателям при изменении условий эксплуатации.

Сравнение расчетных текущих показателей с нормативными позволяет определить изменение эффективности работы турбоустановки и выявить причины этих изменений. Для сравнения нормативные показатели приводятся к сопоставимым условиям. Для приведения к сопоставимым условиям вводятся поправки на отклонение параметров свежего и отработавшего пара, отпуска теплоты из регулируемых отборов сверх нужд регенерации, на потери давления в тракте промперегрева $\cos(\varphi)$ и других показателей от номинальных.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ривкин С.Л. Теплофизические свойства воды и водяного пара / С.Л. Ривкин, А.А. Александров. М.: Энергия, 1980. 424 с.
2. Александров А.А. Система уравнений IAPWS-IF97 для вычисления термодинамических свойств воды и водяного пара в промышленных расчетах. Ч. 1. Основные уравнения / А.А. Александров // Теплоэнергетика. 1998. № 9. С. 69-77.
3. Александров А.А. Система уравнений IAPWS-IF97 для вычисления термодинамических свойств воды и водяного пара в промышленных расчетах. Ч. 2. Дополнительные уравнения / А.А. Александров // Теплоэнергетика. 1998. № 10. С. 64-72.
4. Контроль за теплоотводом из активной зоны реактора АЭС по обратному балансу / А.А. Гудым, И.М. Чернышов, Р.З. Аминов, В.И. Игнатов // Проблемы совершенствования топливно-энергетического комплекса: сб. науч. тр. Саратов: Изд-во Сарат. ун-та, 2001. 168 с.

Аминов Рашид Зарифович –
доктор технических наук, профессор,
заведующий кафедрой «Тепловые электрические станции»
Саратовского государственного технического университета

Рыжков Юрий Анатольевич –
заместитель главного инженера
филиала ФГУП концерн «Росэнергоатом» «Балаковская АЭС»

Гудым Анатолий Андреевич –
кандидат технических наук, доцент кафедры «Тепловые электрические станции»
Саратовского государственного технического университета

Чернышов Игорь Михайлович –
инженер Проблемной лаборатории ТЭУ и СЭ
Саратовского государственного технического университета

Поступила в редакцию 15 сентября 2006 г.

Принята к публикации 30 октября 2006 г.

УДК 621.039

Ю.А. Афанаскин, С.А. Лобачев

МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМ И ПРИБОРОВ РАДИАЦИОННОГО КОНТРОЛЯ, ПРИМЕНЯЕМЫХ НА БАЛАКОВСКОЙ АЭС

Приведены основные вопросы модернизации систем и приборов радиационного контроля на Балаковской АЭС.

Y. Afanaskin, S. Lobachev

**BALAKOVO NPP RADIOLOGICAL
MONITORING SYSTEMS MODERNIZATION**

Main issues of radiological monitoring system and equipment modernization at Balakovo NPP are given.

Основной из задач обеспечения радиационной безопасности атомной станции является ведение радиационного контроля. В нормативных документах цель радиационного контроля сформулирована как обеспечение измерения значений контролируемых параметров, характеризующих радиационное состояние АС и окружающей среды в определенном проектом объёме при всех режимах работы АС, включая проектные и запроектные аварии, а также состояние АС при прекращении эксплуатации.

Все системы и приборы радиационного контроля атомных станций можно условно разделить на следующие основные группы:

- системы технологического радиационного контроля;
- системы и приборы радиационного контроля объектов окружающей среды;
- системы и приборы радиационного контроля персонала.

К первой группе относится оборудование, выполняющее функции измерения активности технологических сред в различных системах энергоблоков, мощности гамма-фона в помещениях, контроля загрязнённости поверхностей, спектрометры и переносные радиометры.

Ко второй группе относятся система АСКРО (автоматизированный контроль радиационной обстановки в 30-километровой зоне АЭС), оборудование для измерения содержания радионуклидов в объектах окружающей среды, передвижная радиометрическая лаборатория, установки контроля транспорта и переносные дозиметры.

К третьей группе относятся комплекты индивидуальных дозиметров для персонала, установки контроля загрязнённости тела и одежды и установки для измерения содержания радионуклидов в организме человека (СИЧ). В связи с ужесточением нормативных требований к организации радиационной безопасности атомных станций на Балаковской АЭС ежегодно выполняется ряд мероприятий по модернизации и обновлению систем и приборов радиационного контроля.

Из мероприятий, выполненных на Балаковской АЭС в течение последних лет, можно отметить наиболее значимые, обеспечившие соответствие организации радиационного контроля на более высокий качественный уровень, отвечающий современным российским и международным требованиям:

1. Внедрены цифровые индивидуальные дозиметры ДКГ-05Д для оперативного индивидуального радиационного контроля оперативного персонала и персонала, выполняющего работы по дозиметрическим нарядам.

2. Внедрены установки контроля содержания радиоизотопов в организме человека «йодный» и «контрольный» СИЧ. «Йодный» СИЧ выполняет контроль содержания ^{131}I в щитовидной железе. «Контрольный» СИЧ выполняет контроль содержания радиоизотопов в лёгких человека.

3. Внедрены спектрометры «Прогресс-2000» для определения содержания отдельных радиоизотопов в различных пробах.

4. Внедрена установка для контроля в объектах окружающей среды изотопов трития.

5. Внедрены установки контроля загрязнённости персонала гамма-активными нуклидами.

6. Выполнена модернизация систем контроля газоаэрозольных выбросов с заменой устаревших радиометров РКС-2-02 на РКС-07П.

7. Модернизированы и объединены в единую систему установки контроля загрязнённости персонала бета-активными нуклидами.

8. Внедрены многофункциональные метеостанции.

9. Внедрены переносные спектрометры и программно-управляемые дозиметры, позволяющие проводить качественные измерения радиационных параметров в различных условиях и геометриях.

10. Внедрена система АСКРО (автоматическая система контроля радиационной обстановки в 30-километровой зоне АЭС), состоящая из подсистем «Атлант» отечественного и «Sky Link» германского производства и входящая в состав ЕГАСКРО (единой Государственной системы АСКРО).

11. Внедрена система непрерывной передачи данных стационарных систем радиационного контроля и системы АСКРО в кризисный центр концерна «Росэнергоатом», расположенный в г. Москве.

12. Выполнена модернизация подсистемы АСКРО «Атлант».

13. Ведутся работы по модернизации стационарных систем радиационного контроля АКРБ-03 на базе оборудования комплекса АСРК-2000. Выполнение данной модернизации позволит перейти от морально устаревших электронных технологий к современным сетевым системам.

Модернизация оборудования позволила:

- более эффективно контролировать состояние защитных барьеров на путях распространения радиоактивных веществ;

- учесть все пути радиационного воздействия на персонал при проведении работ в условиях воздействия ионизирующего излучения и исключить случаи превышения контрольного уровня годовой индивидуальной дозы 20 мЗв;

- повысить надежность оборудования радиационного контроля путем использования оборудования, изготовленного с применением микропроцессорных технологий, сертифицированного и отвечающего всем требованиям действующих нормативных документов.

Афанаскин Юрий Александрович –

заместитель начальника отдела радиационной безопасности
филиала ФГУП концерн «Росэнергоатом» «Балаковская АЭС»

Лобачев Сергей Алексеевич –

начальник лаборатории отдела радиационной безопасности
филиала ФГУП концерн «Росэнергоатом» «Балаковская АЭС»

Поступила в редакцию 30 августа 2006 г.

Принята к публикации 30 сентября 2006 г.

УДК 621.039

С.В. Косарев, В.Я. Максимов

ОРГАНИЗАЦИЯ ИНДИВИДУАЛЬНОГО ДОЗИМЕТРИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ НА БАЛАКОВСКОЙ АЭС

Изложены вопросы состояния и средства индивидуального дозиметрического контроля на Балаковской АЭС.

S. Kosarev, V. Maximov

INDIVIDUAL DOSIMETER MONITORING ORGANIZATION AT BALAKOVO NPP

Individual dosimeter monitoring equipment condition at Balakovo NPP are stated.

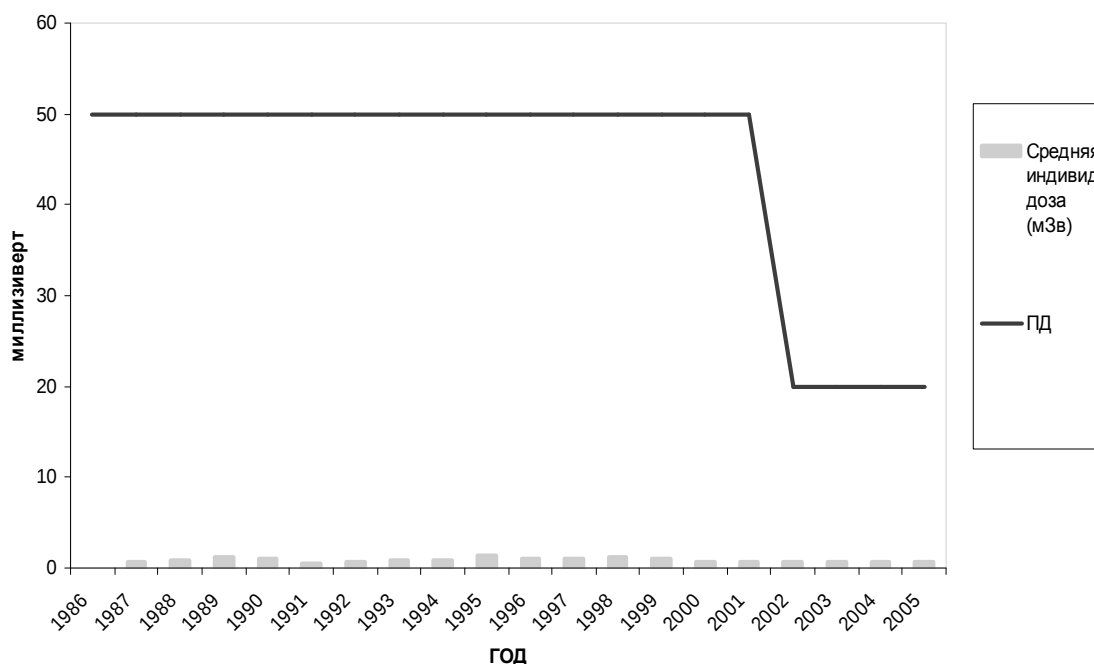
Индивидуальным дозиметрическим контролем (ИДК) обеспечивается персонал, выполняющий работы в зоне контролируемого доступа, и лица, привлекаемые для работы в зоне контролируемого доступа.

Коллективные дозы облучения персонала АЭС и прикомандированного персонала

В 2000 году введён в действие новый нормативный документ НРБ-99, в соответствии с которым величина контрольного уровня индивидуального годового предела дозы снижена с 50 до 20 мЗв.

Значения средних индивидуальных годовых доз и контрольных уровней наглядно отражены на рисунке.

Для организации работы по снижению доз облучения на период проведения плановых ремонтов действующих энергоблоков Балаковской АЭС разрабатываются мероприятия по снижению дозовых нагрузок персонала.



Примечание: значение ПД до 01.01.2000 г. — 50 мЗв, с 01.01.2000 г. — 20 мЗв.

Значения средних индивидуальных годовых доз относительно ПД

Мероприятия по снижению доз облучения персонала включают следующие действия и работы по:

- улучшению радиационной обстановки в местах проведения работ;
- уменьшению времени пребывания персонала в полях ионизирующих излучений;
- повышению эффективности планирования и организации радиационно-опасных работ.

Мероприятия, направленные на улучшение радиационной обстановки в местах проведения работ, включают:

- проведение предремонтной дезактивации помещений и оборудования;
- использование защитных экранов в местах проведения работ.

Мероприятия, направленные на уменьшение времени пребывания персонала в полях ионизирующих излучений, включают действия и работы:

- обучение ремонтного персонала методам проведения работ на стендах и компьютерных моделях;
- назначение наблюдающих при выполнении радиационно-опасных работ;
- проведение подробного инструктажа персонала по последовательности выполнения работ и поведению в зоне воздействия ионизирующего излучения;
- проведение радиационно-опасных работ по программам, предусматривающим меры по ограничению дозовых нагрузок персонала;
- установление подразделениям коллективной дозы облучения на выполнение конкретных видов работ;
- организация «чистых зон» на рабочих местах с наиболее низким уровнем мощности дозы для перерывов в работе;
- использование автоматизированного и дистанционного инструмента и приспособлений, средств малой механизации и телевизионной техники:
 - а) установка «Интерконтроль» для вихретокового контроля металла теплообменных труб ПГ;
 - б) манипулятор МД-2ВС для контроля металла перемычек коллекторов ПГ;
 - в) малогабаритные телекамеры для осмотра внутренних полостей ГЦТ и оборудования первого контура, контроля состояния оборудования и выполненных работ;
 - г) система для телевизионного измерительного контроля сварных соединений теплообменных труб внутри коллекторов ПГ;
 - д) система для вихретокового контроля шпилечных отверстий главного разъема реактора;
 - е) система для телевизионного измерительного контроля внутренней поверхности корпуса реактора и ВКУ;
 - ж) выдача персоналу на время производства работ прямопоказывающих и сигнализирующих дозиметров.

Мероприятия, способствующие повышению эффективности проводимых работ по снижению дозовых нагрузок:

- контроль соблюдения мер безопасности при выполнении ремонтных работ;
- исключение превышения установленных дозовых нагрузок на выполнение радиационно-опасных работ;
- прогнозирование радиационной обстановки на оборудовании и выполнение мероприятий по ее улучшению;
- использование АСИДК для обработки и учета доз облучения персонала; обеспечение доступа руководителей подразделений к базам данных по облучаемости персонала;
- учет дозовых затрат персонала критической группы;
- определение доз облучения при производстве радиационно-опасных работ по отдельным программам в конце рабочей смены;
- анализ дозовых затрат и разработка по результатам анализа дифференцированных значений коллективных доз облучения для подразделений или для выполнения определенного вида и объема работ.

Средства индивидуального дозиметрического контроля внешнего облучения, используемые на Балаковской АЭС

В качестве основных средств индивидуального дозиметрического контроля в период с 1986 по 1991 годы на Балаковской АЭС использовались:

- комплект индивидуального дозиметрического фотоконтроля ИФКУ-1, диапазон измерения – $0,05 \div 2$ Р;
- дозиметры термолюминесцентные ДПГ-03 с детекторами ТЛД-580 (борат магния) в комплекте КДТ-02, диапазон измерения – $0,1 \div 1000$ Р;
- дозиметры термолюминесцентные ДПС-11 с детекторами ТЛД-400 (литий фтор) в комплекте КДТ-02, диапазон измерения – $1 \div 1000$ Р.

С 1992 года используются дозиметры термолюминесцентные ДТУ-02 с детекторами ТЛД-500К (оксид алюминия) в комплекте КДТ-02М, диапазон измерения – $0,05 \div 10000$ мЗв.

В качестве оперативных средств индивидуального дозиметрического контроля в период с 1986 по 2005 годы использовались ионизационные дозиметры Д-2Р из комплекта УИ-27, диапазон измерения – $0,01 \div 2$ Р.

С 2005 года используются индивидуальные прямопоказывающие дозиметры ДКГ-05Д, диапазон измерения – $0,0001 \div 1,5 \times 10^4$ мЗв.

С марта 2006 года на Балаковской АЭС введен в промышленную эксплуатацию АРМ «Электронный дознаряд» в составе АС ИДК, осуществляется накопление информации в базу данных для анализа и планирования облучаемости персонала.

Средства индивидуального дозиметрического контроля внутреннего облучения, используемые на Балаковской АЭС

Для оценки ожидаемых эффективных доз внутреннего облучения на Балаковской АЭС проводится контроль содержания йода-131 и йода-133 в щитовидной железе, кобальта-60 и других радионуклидов в легких.

ИДК внутреннего облучения осуществляется на установках:

- «Контрольный СИЧ» (СКГ-АТ1316А);
- «Йодный СИЧ» (СКГ-АТ1322);
- счетчик излучений человека МСГ-01.

Контрольный СИЧ обеспечивает регистрацию содержания инкорпорированных легкими человека гамма-излучающих радионуклидов. Нижний предел определения содержания радионуклидов в легких человека КСИЧ – 50 Бк.

Йодный СИЧ предназначен для регистрации содержания радиоизотопов йода в щитовидной железе. Нижний предел определения содержания изотопов I-131 в щитовидной железе человека ЙСИЧ (I-131) – 85 Бк.

Прибор МСГ-01 предназначен для регистрации содержания радионуклидов в легких и в щитовидной железе человека.

Прибор МСГ-01 обеспечивает диапазон измерения содержания радиоактивных нуклидов в организме человека:

- I-131 (щитовидная железа): $0,22 \times 10^2$ Бк – $1,85 \times 10^6$ Бк;
- Cs-137 (легкие): $1,11 \times 10^2$ Бк – $1,1 \times 10^7$ Бк;
- Co-60 (легкие): $0,66 \times 10^2$ Бк – $3,7 \times 10^6$ Бк.

Благодаря выполнению указанных организационных и технических мероприятий в период с 2001 по 2006 годы обеспечено отсутствие случаев превышения контрольного уровня 20 мЗв и наблюдается стабильное снижение величины коллективной дозы.

Косарев Сергей Викторович –
начальник лаборатории отдела радиационной безопасности
филиала ФГУП концерн «Росэнергоатом» «Балаковская АЭС»

Максимов Виктор Яковлевич –
начальник отдела радиационной безопасности
филиала ФГУП концерн «Росэнергоатом» «Балаковская АЭС»

Поступила в редакцию 28 августа 2006 г.

Принята к публикации 29 сентября 2006 г.

УДК 621.039

В.Я. Максимов, В.Н. Юдин, С.В. Косарев

**ВЛИЯНИЕ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ГАЗОАЭРОЗОЛЬНЫХ ВЫБРОСОВ
РАДИОАКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ В ВЕНТИЛЯЦИОННЫЕ ТРУБЫ
БАЛАКОВСКОЙ АЭС**

Приведены результаты анализа влияния выбросов радиоактивных веществ Балаковской АЭС на окружающую среду.

V. Maximov, V. Yudin, S. Kosarev

**RADIOACTIVE SUBSTANCES GAS-AIRBORNE RELEASE
THROUGH BALAKOVO NPP VENT STACKS IMPACT
ONTO ENVIRONMENT**

Balakovo NPP radioactive release impact onto environment analysis results are given.

Величины выбросов радионуклидов в атмосферу являются важным показателем безопасной эксплуатации атомной станции.

«Санитарными правилами проектирования и эксплуатации атомных станций» (СП АС-03) определены величины допустимых выбросов радиоактивных газов и аэрозолей за год для различных типов АС.

Значения допустимого годового выброса инертных радиоактивных газов ИРГ (ТБк), аэрозолей йода-131 (МБк) и нормируемых санитарными правилами отдельных радионуклидов и их суммарная активность, выброшенная в атмосферу за 20 лет эксплуатации Балаковской АЭС, представлены в таблице.

Величины контрольных и допустимых уровней устанавливаются для исключения накопления радионуклидов в объектах окружающей среды.

За период эксплуатации Балаковской АЭС не зарегистрировано случаев превышения установленных допустимых и контрольных уровней среднесуточных и среднемесячных выбросов радиоактивных веществ в атмосферу, числовые значения реальных выбросов составляли доли процента от величин допустимых пределов.

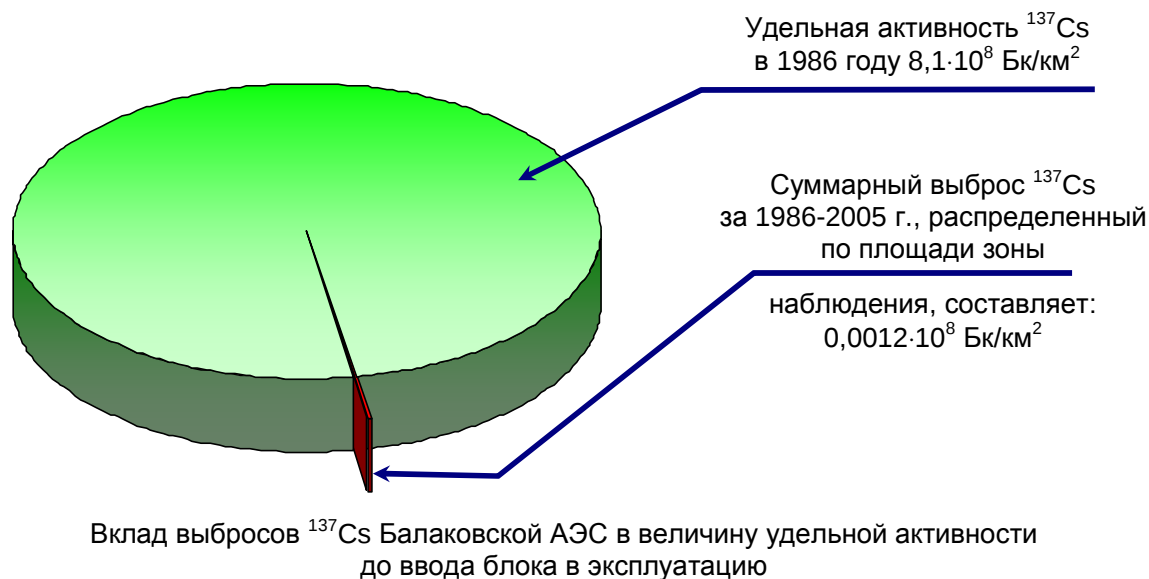
Значения допустимых выбросов ИРГ и аэрозолей йода (I^{131})
и суммарная активность за период эксплуатации

Год	ИРГ (ТБк)	Йод-131 (МБк)	Cs-134 (МБк)	Cs-137 (МБк)	Co-60 (МБк)
Допустимый выброс АЭС с ВВЭР за год	690	18000	900	2000	7400
Суммарная активность, выброшенная в атмосферу за 20 лет эксплуатации (1986-2005 гг.)	629,26	13077	247,8	350,24	729,83

Для сравнения можно провести аналогию с радионуклидом цезий-137, который присутствовал в верхнем слое почвы до строительства АС и накопился за счет использования атомного оружия.

Если просуммировать активность радионуклида цезия-137, выброшенного в атмосферу за годы эксплуатации Балаковской АЭС, и распределить ее по площади зоны наблюдения, то получим величину удельной активности, которая значительно меньше той, что была в почве до строительства и ввода Балаковской АЭС в эксплуатацию.

Значения величины распределенной в почве зоны наблюдения активности выброшенных в атмосферу радионуклидов в сравнении с накопленной в почве до начала работы Балаковской АЭС представлены на диаграмме.



Отсутствие влияния АС на окружающую среду подтверждает изменение содержания радионуклида цезия-137 в почве зоны наблюдения за годы эксплуатации Балаковской АЭС. С течением времени величина активности цезия-137 в почве уменьшается и находится на уровне чувствительности оборудования радиационного контроля.

Максимов Виктор Яковлевич –
начальник отдела радиационной безопасности
филиала ФГУП концерн «Росэнергоатом» «Балаковская АЭС»

Юдин Владимир Николаевич –
начальник лаборатории отдела радиационной безопасности
филиала ФГУП концерн «Росэнергоатом» «Балаковская АЭС»

Косарев Сергей Викторович –
начальник лаборатории отдела радиационной безопасности
филиала ФГУП концерн «Росэнергоатом» «Балаковская АЭС»

Поступила в редакцию 11 сентября 2006 г.

Принята к публикации 16 октября 2006 г.

УДК 621.039

Е.Н. Борисенко

МЕЖДУНАРОДНОЕ СОТРУДНИЧЕСТВО БАЛАКОВСКОЙ АЭС

Изложены вопросы международного сотрудничества Балаковской АЭС.

E. Borisenko

BALAKOVO NPP INTERNATIONAL COOPERATION

Balakovo NPP international cooperation issues are stated.

Сотрудничество филиала концерна «Росэнергоатом» «Балаковская АЭС» с зарубежными партнёрами в 2005-2006 годах развивалось в направлении решения конкретных производственных задач в рамках:

1. Международных программ ядерной безопасности:
 - программа инвестиционной помощи ТАСИС.
2. Программы международного научно-технического сотрудничества:
 - международные организации (ВАО АЭС, VGB, МАГАТЭ и др.);
 - двустороннее сотрудничество (Германия, Китай, Франция, Украина)
 - научно-технический обмен;
 - обучение персонала за рубежом.

1. Международные программы ядерной безопасности – программа ТАСИС:
 - общее количество проектов ТАСИС на Балаковской АЭС – 32 на сумму 23,17 млн. евро;

- выполнено по состоянию на 01.01.2006 26 проектов на сумму 13,9 млн. евро.

- 1.1. Контракты, соглашения:

- подписано новое соглашение по организации работ на площадке Балаковской АЭС в рамках программы ТАСИС, финансируемой Европейским Сообществом.

- 1.2. Поставки (получено оборудования на общую сумму 3 917 747,35 евро):

- оборудование по проекту R1.02/95B «Замена запорно-дроссельных клапанов БРУ-А разгрузочного типа на парогенераторах Балаковской АЭС» (959 470,00 евро). Получено (1 квартал) и смонтировано (2 квартал) на 2 энергоблоке. Проведены послемонтажные испытания;

– оборудование по проекту R1.01/94D, 96A «Система измерения протечек парогенератора», контракт № NSP-029-BAL-004/96 (551 810,35 евро). Оборудование смонтировано на 1-4 энергоблоках;

– оборудование по проекту R1.02/96B «Установка дополнительных соленоидных клапанов в систему компенсатора давления первого контура», контракт № NSP-017-BAL-002/96 (390 000 евро);

– ЗИП к оборудованию по контракту № NSP-033-BAL-006 (919 евро) «Замена ПК ПГ»;

– оборудование по проекту R1.02/01A «Замена ИВС/СППБ на 1, 2 блоках Балаковской АЭС», лот 2, 5п. поз.12 (19548,00 евро);

– оборудование по проекту R1.02/96D «Модернизация СУ МП», (800000,00 евро);

– оборудование по проекту R1.01/94D, 96A «Фильтровальное оборудование для входа прямка насосов системы аварийного охлаждения активной зоны (CAOЗ) реактора», контракты № NSP-020-BAL-002/97 и № NSP-037-BAL-005/96 (1 196 000 евро).

1.3. Проведены приемочные испытания оборудования на фирмах-изготовителях по проектам:

1. R1.02/96D «Модернизация системы управления МП» в ЗАО «Диаконт», в г. Санкт-Петербурге.

2. R1.02/97A «Фильтровальное оборудование на всасах насосов CAOЗ» на фирме-изготовителе НИКИМТ в Москве.

3. R1.02/01A «Замена ИВС/СППБ на 1,2 блоках Балаковской АЭС»:

– испытания загрузочных модулей КСО, ЦОЗ в ХИКА, Украина;

– испытания и приемка системы (базовые функции) на фирме BIS, Литва.

1.4. Проведены испытания оборудования на Балаковской АЭС по проектам:

1. R1.02/95B «Замена БРУ-А на парогенераторах Балаковской АЭС, блоки 1, 2» – послемонтажные испытания на 2 энергоблоке;

2. R1.02/96D «Модернизация СУ МП» – предпусковые испытания на 1 энергоблоке.

1.5. Таможенные вопросы:

– получены удостоверения Комиссии по вопросам международной технической помощи при Правительстве РФ по контрактам:

1) «Установка дополнительных соленоидных клапанов в систему компенсатора давления первого контура», контракт № NSP-017-BAL-002/96 (390 000 евро);

2) «Фильтровальное оборудование на всасах насосов CAOЗ», контракты № NSP-037-BAL-005/96 и № NSP-020-BAL-002/97 (1 196 000 евро);

– получены освобождения от предоставления сертификата соответствия Госстандарта России по контрактам:

1) ЗИП (990 евро) к оборудованию по контракту № NSP-033-BAL-005 «Замена предохранительных клапанов парогенератора».

1.6. Обучение персонала.

Проведено обучение специалистов Балаковской АЭС по 5 проектам:

– «Система измерения протечек парогенератора»;

– «Замена ИВС/СППБ» (программное обеспечение);

– «Модернизация системы управления МП»;

– «Замена БРУ-А»;

– «Фильтровальное оборудование для входа прямка насосов CAOЗ».

1.7. Сопровождения, семинары, конференции, встречи:

– проведено 10 технических совещаний по реализуемым проектам ТАСИС (4 совещания – на Балаковской АЭС, 3 совещания – в Москве, 3 совещания – за рубежом: Литва, Чехия, Германия, Великобритания);

– проведено 4 семинара по программе ТАСИС на АЭС «Библис» в Германии;

– организована и проведена ежегодная встреча руководства АЭС «Библис», Германия и Балаковской АЭС;

– специалисты Балаковской АЭС приняли участие в международной конференции по распространению результатов выполнения программы ТАСИС по ядерной безопасности в Москве.

1.8. Мониторинг проектов.

Проведено 3 мониторинга проектов ТАСИС с участием экспертов от Московского Бюро мониторинга программы ТАСИС в Москве.

2. Программы международного научно-технического сотрудничества.

2.1. Международные организации.

2.1.1. ВАО АЭС.

Специалисты Балаковской АЭС приняли участие в 8 мероприятиях ВАО АЭС МЦ, из них:

1) в 3 крупных мероприятиях:

– участие в ежегодной встрече директоров АЭС Германии и МЦ ВАО АЭС по теме «Обращение с отработанным топливом и радиоактивными отходами» 22-25.05.05 на АЭС «Библис» в Германии;

– участие в 2 миссиях технической поддержки (МТП): на Балаковской АЭС по теме «Управление запроектными авариями» 21-25.11.05; на Хмельницкой АЭС по теме «Подготовка персонала на рабочем месте» 12-16.12.05;

2) в партнерской проверке на АЭС «Олдбури» в Великобритании 27.02-19.03.05;

3) в 2 семинарах по темам: «Применение вероятностного анализа безопасности на атомных станциях» на АЭС Лейбштадт в Швейцарии 07-10.03.05; «Использование новых химических технологий при дезактивации оборудования АЭС» на Ленинградской АЭС 06-10.12.05.

2.1.2. VGB – Ассоциация крупных электростанций.

Специалисты Балаковской АЭС приняли участие в ежегодном Конгрессе VGB «Электростанции 2005» 27-30.09.05 в г. Кракове в Польше.

2.1.3. МАГАТЭ.

Специалисты Балаковской АЭС приняли участие в миссии OSART на Волгодонской АЭС 30.09-20.10.05.

2.2. Двустороннее сотрудничество.

2.2.1. В рамках программы ГРС, Германия: участие в рабочем совещании по результатам расчетных анализов аварий для ВВЭР-1000 29-31 марта в Германии; в рабочей встрече в Обществе по безопасности установок и реакторов 28-31.04.05 в ГРС в Германии.

2.2.2. В рамках программы сотрудничества РЭА и JNRC, Китай: участие в совещании по подготовке аварийных процедур (ИЛА, РУЗА) для 1 блока Тяньваньской АЭС 25.01-03.02.05 в JNRC в Китае.

2.2.3. В рамках программы сотрудничества РЭА и ЭДФ, Франция: участие в семинаре по теме «Организация и проведение расследования нарушений в работе АЭС» 22-28.10.05 на АЭС «Гравелин» во Франции.

2.2.4. В рамках программы сотрудничества РЭА и НАЭК. Украина: участие в 5 мероприятиях, из них:

– в 11 заседании Координационного Комитета по сотрудничеству между концерном «Росэнергоатом» и НАЭК «Энергоатом» 29.06.-01.07.05 на Запорожской АЭС в Украине;

– в 4 совещаниях/семинарах по темам: «Оптимизация сроков ремонта энергоблоков с ВВЭР-1000 и ВВЭР-440»; «Метрологическое обеспечение эксплуатации атомных станций»; «Подготовка персонала», «Выполнение программы повышения КИУМ».

2.3. Научно-технический обмен.

1) В рамках научно-технического сотрудничества специалисты Балаковской АЭС посетили:

– АЭС «Козлодуй» (Болгария) с целью ознакомления с технической документацией, результатами модернизации систем автоматического регулирования турбин К-1000-60/1500, изменениями алгоритмов АРМ реактора ВВЭР-1000 для обеспечения работы энергоблока в режиме ПРЧ;

– фирму «Rovsing Dynamics» (Дания) с целью изучения вопросов внедрения систем контроля роторного оборудования на Балаковской АЭС.

2) На Балаковской АЭС:

– проведена встреча по обмену опытом по эксплуатации установок по РАО Балаковской АЭС с участием представителей фирмы Нукем (Германия), фирмы Техникатом (Франция), представительства фирмы «Арева» (Москва), представительства фирмы «Канберра Индастриз Инк» (Москва), АЭС Богунице (Словакия), ФГУП «Звездочка» (Северодвинск), ФГУП «Онега» (Северодвинск);

– состоялся визит представителей Ульбинского металлургического завода (Казахстан) с целью ознакомления с Балаковской АЭС.

2.4. Обучение персонала за рубежом.

Специалисты Балаковской АЭС приняли участие:

– в учебных курсах по теме «Деловой протокол» 25.06-01.07.05 в г. Мюнхене (Германия);

– в учебных курсах по теме «Новые технологии строительства промышленных объектов» 30.07-06.08.05 в г. Барселоне (Испания).

Основные задачи Балаковской АЭС в области международного сотрудничества связаны с четким взаимодействием с зарубежными партнерами и концерном «Росэнергоатом» по использованию международного опыта и скорейшей реализации начатых технических проектов в рамках международного сотрудничества.

Борисенко Евгений Николаевич –
начальник отдела
филиала ФГУП концерн «Росэнергоатом» «Балаковская АЭС»

Поступила в редакцию 25 сентября 2006 г.

Принята к публикации 30 октября 2006 г.

УДК 621.039

В.И. Басов

МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ОЦЕНКИ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ НАДЕЖНОСТИ ПЕРСОНАЛА АЭС И РИСКОВ ЕЕ СНИЖЕНИЯ

Изложены методические положения оценки профессиональной надежности персонала и определения рисков ее снижения на примере Балаковской АЭС.

V. Basov

METHODOLOGICAL PROVISION ON NPP PERSONNEL PROFESSIONAL RELIABILITY AND RISKS OF ITS DECREASE

*Methodological provisions of personnel professional reliability evaluation
and risks of its decrease are stated.*

Обеспечение эксплуатационной надежности энергетических объектов атомной энергетики с потенциально опасными технологиями приобретает для современной цивилизации исключительно важное социальное значение. Анализ причин аварий на потенциально опасных для людей и окружающей среды объектах показывает, что в зависимости от видов таких производств до 80% аварий обусловлены ошибками персонала, т.е. являются антропогенными. Роль человека при работе на потенциально опасных объектах остается решающей. С одной стороны, с ошибками персонала связаны от 20 до 80% инцидентов на энергетических предприятиях, а с другой – именно действия человека в 70% случаев риска развития аварий предупреждали катастрофы.

Проблема повышения надежности деятельности персонала атомных станций ставит актуальные теоретические и практические задачи, требующие комплексного системного подхода сотрудников различных специальностей. Одной из таких задач является совершенствование прогнозирования и оценки профессиональной надежности эксплуатационного персонала атомных станций. Одним из актуальных направлений этой задачи является разработка научных основ оценки рисков снижения надежности деятельности отдельного работника и всего персонала в целом.

Для успешной и надежной профессиональной деятельности к персоналу атомных станций предъявляются высокие квалификационные требования. Оператор должен обладать определенной совокупностью специфических и психофизиологических качеств, поддерживающих должный уровень его профессиональной адаптации. Такой подход, выходящий за рамки операционных характеристик трудовой деятельности, соответствует современному представлению о профессионализме мировой психологии труда. Кроме того, надежность работы оператора зависит от состояния его профессионального здоровья, т.к. любые отклонения в нем могут повлиять на протекание психических и психофизиологических процессов, обеспечивающих профессиональную деятельность. Под профессиональным здоровьем понимается интегральная социально-биологическая характеристика работника, количественно отражающая степень соответствия его актуального рабочего функционального состояния в конкретных социальных условиях, уровня психической адаптации и выраженности профессионально значимых заболеваний социально задаваемым требованиям его профессиональной деятельности. Таким образом, профессиональное здоровье привязывается к конкретным социальным и производственным условиям, а жесткость требований к его уровню определяется уровнем социально-экономического развития общества.

Концептуальная модель оценки уровня профессионального здоровья применительно к персоналу атомных станций приведена на рис. 1.

Сочетанное воздействие базисных факторов, приведенных на рис. 1, которые зачастую невозможно разделить на отдельные компоненты, формирует интегральный фактор труда. Объектом влияния указанных факторов является персонал АЭС. Базисными профессиональными характеристиками являются его профессиональное здоровье, профессиональная подготовленность и профессиональная успешность. Взаимодействие этих характеристик и определяет профессиональную надежность персонала. Конечным результатом (системообразующим фактором) функциональной системы «персонал – показатели эксплуатации АЭС» являются инциденты на АЭС.



Рис. 1. Концептуальная модель влияния комплекса социально-биологических факторов и факторов среды обитания, профессиональной деятельности и социального обеспечения труда на профессиональную надежность персонала и характеристики эксплуатации АЭС

Концептуальная модель структуры профессионального здоровья персонала АЭС предусматривает 4 основных уровня: базовые компоненты профессионального здоровья, методы оценки профессионального здоровья, интегральные характеристики профессионального здоровья и периодичность сбора информации о профессиональном здоровье (см. рис. 2).

Перенос основных положений теории надежности технических систем на методы и модели определения профессиональной надежности персонала АЭС приводит к необходимости использования показателей безошибочности и своевременности выполнения соответствующих операций. Однако при анализе надежности персонала отказ функционирования не сводится к одной или нескольким составляющим. Необходимое качество работы персонала может обеспечиваться различными путями и уровнями реализации процессов деятельности, допускающих возможность сохранения качества системы через функциональные перестройки.

Под профессиональной надежностью персонала понимается управляемое социально-биологическое свойство выполнять предписанные должностные функции в штатных и нештатных условиях протекания технологического процесса своевременно и с заданным качеством при условии сохранения своего профессионального здоровья в социально заданных границах. При указанном подходе к определению надежности персонала определяется социальными границами его качества, прежде всего безаварийностью работы и уровнем профессионального здоровья.

В соответствии с приведенным определением в концептуальной модели структуры профессиональной надежности персонала АЭС выделены три основных уровня: базисные компоненты; структура компонентов; базисные показатели (см. рис. 3).



Рис. 2. Концептуальная модель структуры профессионального здоровья оперативного персонала АЭС

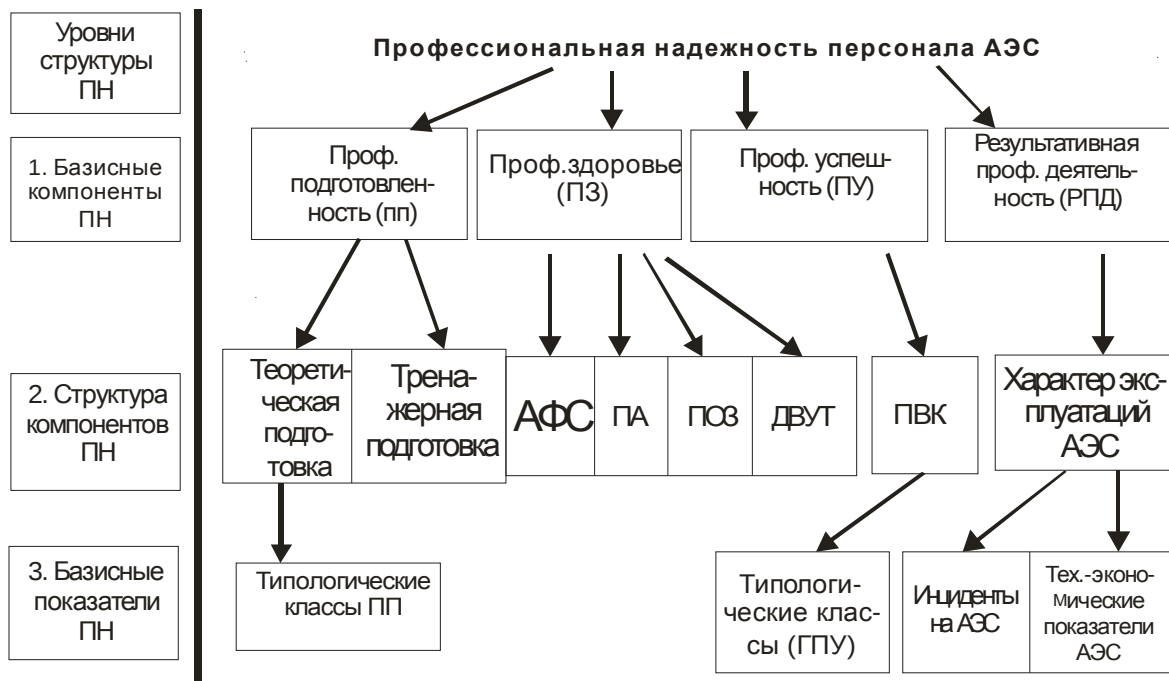


Рис. 3. Концептуальная модель структуры профессиональной надежности оперативного персонала АЭС

Изучение проблемы надежности персонала АЭС связано с решением задачи оценки рисков ее снижения, которая имеет важнейшее значение для объектов атомной энергетики. Характерной особенностью атомной энергетики является изначальное требование обеспечения защиты здоровья персонала и населения вблизи района размещения от опасных факторов, прежде всего от воздействия ионизирующего излучения. Указанная защита осуществляется путем использования комплекса технических и организационных мер. Так, на АЭС реализован принцип глубоко эшелонированной защиты. Выбор уровней защиты, числа и типов барьеров защиты осуществляется на основе детерминированных и вероятностных подходов с учетом существующих неопределенностей в составе исходных событий аварийных последовательностей, частоты и интенсивности событий внутреннего и внешнего происхождения, последствий аварий. На АЭС предусмотрены активные и пассивные системы безопасности, способные предупредить и/или скомпенсировать последствия нарушений, например, обеспечить отвод тепла и охлаждения оборудования с ядерными материалами и остановку реактора.

Если в качестве меры риска использовать число действий человека, приводящее к нежелательным последствиям, то риск снижения профессиональной надежности есть ожидаемая частота нерегламентированных действий человека, приводящих к нарушению режимов работы технологического оборудования. В этом случае величина риска определяется в соответствии со шкалами, приведенными на рис. 1. Однако проведение оценки риска в указанной трактовке в настоящее время вследствие неразработанности этого вопроса затруднительно. Для решения этой задачи необходима разработка системы баз данных, включающих информацию об инцидентах на АЭС и профессиональной надежности персонала.

В настоящей работе дефиниция «риск снижения надежности персонала АЭС» понимается как вероятность неблагоприятного результата для качественного выполнения работником своей профессиональной деятельности вследствие несоответствия его социально-биологических характеристик требованиям профессиональной деятельности. Величина определенного таким образом риска коррелируется с частотой нерегламентированных действий персонала, приводящих к нарушению режима работы технологического процесса, поскольку несоответствие социальных, функциональных характеристик персонала требованиям деятельности является основной причиной ошибочных действий персонала и, как правило, инцидентов на АЭС.

Компонентами риска влияния человека на возникновение техногенной аварии являются уязвимость оборудования от нерегламентированных технологическими процессами действий персонала, последствия от возникшего по вине персонала нарушений, уровень профессиональной надежности. Уязвимость технологического оборудования АЭС определяется числом и эффективностью активных и пассивных барьеров защиты. Последствия (W) неблагоприятного события, возникшего по вине персонала, в общем случае включают возможный экономический ($W_э$), экологический ($W^{э\kappa}$) и социальный ($W^с$) ущербы

$$W = W_э + W_{э\kappa} + W^с .$$

Если эффективность защиты барьера k охарактеризовать Q_k , а через R_{nn} обозначить риск снижения профессиональной надежности персонала, то риск R_a влияния персонала на возникновение техногенной аварии можно представить функцией вида

$$R_a = f / (1 / Q_k, W, R_{nn}) .$$

Предложенная концептуальная модель объединяет в риске антропогенной аварии R_a зависимости уровня риска от антропогенной уязвимости оборудования и технологических процессов – величины, обратной эффективности защиты Q_k , уровня социальных последствий возникновения аварий W и риска снижения профессиональной надежности персонала R_{nn} .

Определение взаимосвязи компонентов антропогенного риска требует разработки методологии и методики количественной оценки риска снижения профессиональной надежности персонала.

Басов Виктор Иванович –
заместитель директора филиала ФГУП концерн «Росэнергоатом» «Балаковская АЭС»

Поступила в редакцию 25 августа 2006 г.

Принята к публикации 29 сентября 2006 г.

УДК 621.039

С.А. Бердюгин, Э.Б. Макаров

**ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ ОБУЧЕНИЕ ПЕРСОНАЛА
ФИЛИАЛА КОНЦЕРНА «РОСЭНЕРГОАТОМ»
«БАЛАКОВСКАЯ АТОМНАЯ СТАНЦИЯ»**

Изложены основные положения системы профессионального обучения на Балаковской АЭС.

S. Berdyugin, E. Makarov

**PERSONNEL PROFESSIONAL TRAINING AT SUBSIDIARY
OF CONCERN ROSENERGOATOM BALAKOVO NUCLEAR POWER PLANT**

Main provisions of professional training at Balakovo NPP are stated.

Современный этап развития атомной энергетики предъявляет высокие требования к уровню и качеству подготовленности персонала, ведущему основные технологические процессы по управлению энергоблоком, а также к персоналу, осуществляющему ремонтные, профилактические и пусконаладочные работы.

В соответствии с основными правилами обеспечения эксплуатации атомных станций (РД ЭО 0348-02) обязанностями работников, непосредственно обеспечивающих эксплуатацию АС, являются:

- соблюдение пределов и условий безопасной эксплуатации АС;
- обеспечение надежной и экономичной работы оборудования АС;
- снижение вредного воздействия производства на людей и окружающую среду;
- поддержание нормального качества отпускаемой энергии.

Решение этих задач требует от специалистов, занимающихся вопросами эксплуатации и ремонта АС, высокого уровня технических знаний, ответственного отношения к делу, дисциплинированности, приверженности правилам безопасности, готовности к действиям в нестандартных ситуациях.

Соответствие каждого специалиста перечисленным требованиям возможно только при высокой квалификационной подготовленности, которая достигается путем осуществле-

ния мероприятий по профессиональному обучению персонала АС (подготовка, поддержание и повышение квалификации).

Принимая во внимание приоритетность безопасности и надежности эксплуатации АС, в 1987 г. на Балаковской АЭС был создан учебно-тренировочный пункт (УТП) и начато обучение основных категорий персонала. В 1993 г. создана служба подготовки персонала (СПП) с подчинением главному инженеру. В 2004 г. образован учебно-тренировочный центр (УТЦ), в состав которого входят: отдел подготовки оперативного персонала; отдел подготовки ремонтного персонала; отдел общей подготовки; отдел учебно-методического обеспечения; отдел технического обеспечения; административно-хозяйственная группа.

Общая численность сотрудников УТЦ составляет 85 чел.

В настоящий момент УТЦ занимает два корпуса общей площадью более 9000 м², в которых размещены: 27 классов для тренажерного обучения; 18 учебных лабораторий, мастерских; 4 класса по изучению норм и правил по безопасности; 3 компьютерных класса; 2 класса психологической подготовки; 1 класс самоподготовки; библиотека с книжным фондом 14,5 тыс. экземпляров и читальным залом на 20 чел.; архив с полным комплектом ПТД АЭС, НД и УММ (более 1200 ед.).

УТЦ соответствует международным стандартам для учебных центров при атомных станциях как с точки зрения оснащенности техническими средствами и обеспеченности материальными ресурсами, так и с точки зрения применяемых технологий в процессе подготовки персонала АС. С 1993 года деятельность по подготовке и поддержанию квалификации персонала строится на основе системного подхода к обучению. Эта методология принята как международный стандарт, что нашло свое отражение в ряде документов МАГАТЭ, в том числе в «Руководстве по подготовке и аттестации персонала АС» (TECDOC-380).

Все инструкторы учебно-тренировочного центра – квалифицированные специалисты с высшим образованием по специальности и большим опытом работы в производственных подразделениях на Балаковской АЭС. Умение работать с людьми, эрудиция, опыт в работе с документацией, творческий подход, способность решать новые нестандартные проблемы производства были обязательными требованиями к кандидатам.

Обязательными элементами инструкторских навыков являются умения по организации обучения, методике преподавания и разработке учебных материалов.

Поэтому в программу подготовки инструкторов включены такие разделы, как: основы методологии системного подхода; методика преподавания с акцентом на обучение взрослых; проведение практического обучения на рабочем месте; разработка учебных материалов и пособий; основы социальной психологии (лидерство, управление конфликтами, работа в команде и пр.).

Большое внимание уделяется поддержанию квалификации инструкторов. Для сохранения знаний и навыков в области технической специализации инструкторы проходят ежегодную стажировку в подразделениях АС. Стажировка проводится в соответствии с программой, предусматривающей участие инструктора в решении конкретных производственных задач подразделения.

Поддержание методической квалификации осуществляется с помощью проведения специализированных тематических курсов преподавателями сторонних организаций и регулярных семинаров инструкторов по текущим проблемам подготовки.

Ежегодно инструкторами-психологами проводятся занятия по поддержанию и совершенствованию психолого-педагогических навыков преподавания.

Высокий профессиональный уровень инструкторов Балаковской АЭС подтверждается их работой в качестве экспертов в ряде международных проектов (МАГАТЭ, ВАО, АС Ирана, Китая, Индии).

Процедура подготовки, повышения и поддержания квалификации персонала АС определяется действующим на Балаковской АЭС «Положением о подготовке, поддержании и

повышении квалификации персонала Балаковской АЭС». В соответствии с этим положением четко определяются как все этапы подготовки на должность, включая порядок формальной аттестации и допуска к самостоятельной работе, так и требования по повышению и поддержанию квалификации, в том числе и по периодической проверке знаний.

Профессиональным обучением охвачены две основные группы персонала: эксплуатационный (оперативный персонал БЩУ, оперативный персонал основных технологических цехов) и ремонтный.

Подготовка оперативного персонала осуществляется в следующих формах: подготовка на должность; подготовка в учебно-тренировочном центре под руководством инструкторов; стажировка на рабочих местах; поддержание квалификации (проводится по графикам в течение года); предпусковая подготовка (проводится перед выходом энергоблока из ремонта); предремонтная подготовка (проводится перед началом проведения ремонтных работ на энергоблоке).

В общем виде обучение оперативного персонала организовано следующим образом:

Вид деятельности	Периодичность	Продолжительность (объем) подготовки
Подготовка персонала на должность	ежегодно	от 3 месяцев до 1,2 года
Поддержание квалификации персонала БЩУ	ежегодно по 3-годичному циклу	120 ч/год
Поддержание квалификации остального оперативного персонала	ежегодно по 3-годичному циклу	40-60 ч/год

Для практического обучения оперативного персонала БЩУ используются: полномасштабный тренажер БЩУ энергоблока ВВЭР-1000 (создано более 200 сценариев противоаварийных тренировок); функционально-аналитический тренажер; полномасштабный тренажер резервного щита управления.

По совокупности общего времени обучения практические занятия на полномасштабном тренажере для оперативного персонала БЩУ составляют не менее 40%.

Наличие полномасштабного тренажера, оборудованного штатным для энергоблока комплексом оперативной связи, позволяет добиться максимального реализма при моделировании аварийных ситуаций, объективно определить результат работы смены и уровень эффективности командного взаимодействия. Присутствие на тренировках руководителей эксплуатационных подразделений позволяет оперативно получить экспертную оценку качества подготовки персонала, определить меры по повышению ее качества.

Тематика обучения с использованием полномасштабного тренажера очень обширна и включает режимы пуска и останова энергоблока, весь набор нарушений нормальной эксплуатации, режимы проектных и запроектных аварий. Кроме этого, ПМТ позволяет проводить обучение по сценариям, разработанным на основании отказов и аварий, произошедших на АС России и за рубежом.

Новым функциональным предназначением полномасштабного тренажера стало его использование в качестве средства для проведения экзаменов оперативного персонала по управлению блоком АС при получении разрешений Ростехнадзора России на право ведения работ в области использования атомной энергии.

В подготовке оперативного персонала основных цехов широко применяются практические занятия в учебных лабораториях, оснащенных образцами действующего оборудования энергоблоков.

Для программ поддержания квалификации оперативного персонала принята концепция циклического обучения, при котором вся тематика программы должна быть рассмотрена

в течение определенного времени, с повторением в следующем цикле. При этом отдельные, наиболее важные для безопасности вопросы могут повторяться несколько раз в течение одного цикла.

Для оперативного персонала основных цехов и операторов БЩУ установлена продолжительность цикла поддержания квалификации 3 года. В течение цикла поддержания квалификации оперативный персонал проходит определенное число курсов подготовки. При планировании каждого курса учебные материалы для его проведения пересматриваются и корректируются в соответствии с изменениями в составе и состоянии оборудования на АС и с учетом опыта эксплуатации.

Вновь принятые молодые специалисты проходят практическое обучение на рабочих местах технологических цехов в соответствии с утвержденными программами стажировки и под руководством опытных руководителей стажировки.

Подготовка ремонтного персонала организована по трем основным видам: подготовка персонала на должность; поддержание квалификации персонала; повышение квалификации персонала.

Вид деятельности	Периодичность	Объем
Подготовка персонала на должность	ежегодно	от 1 до 3 месяцев
Поддержание квалификации персонала	ежегодно	40 ч
Повышение квалификации персонала	ежегодно	56 ч

В периоды подготовительных работ к проведению ремонтных кампаний проводится подготовка персонала подрядных организаций.

Для практического обучения ремонтного персонала используется учебно-материальная база, включающая 15 лабораторий и мастерских, оснащенных: макетом верхнего блока; тренажером пульта управления перегрузочной машины; образцами оборудования; диагностическими стендами и другими техническими средствами обучения, позволяющими существенно повысить качество подготовки.

Введена новая форма практического обучения по устранению отказов (дефектов) на действующем оборудовании учебных классов ЦТАИ и ЭЦ.

Под руководством инструкторов в учебных лабораториях отрабатываются навыки взаимодействия ремонтного и оперативного персонала ЦТАИ и ЭЦ по безопасному обнаружению и устранению неисправности электрооборудования. Разработано и успешно проводится интегрированное занятие, которое включает изложение учебного материала инструктором и специалистом цеха.

Обучение дополнено изучением нового оборудования, устанавливаемого в процессе модернизации и реконструкции. Акцентируется внимание на применении новых технологий и методов ремонта оборудования и его комплектующих.

Разработаны и проводятся занятия по специальным курсам: ТОиР приводов СУЗ; ремонт насосного оборудования, ремонт фланцевых соединений; методика проверок функционирования и дефектации блоков УКТС при помощи стендов контроля; работа с регистратором «Крона-520». Объемы подготовки по различным спецкурсам составляют от 16 до 32 часов.

Применение новых форм и методов обучения помогает систематизировать и углубить знания, приобрести практические навыки выполнения ремонтных работ.

При подготовке ремонтного персонала по общетехническим дисциплинам используются технические средства обучения, такие как: оборудование для обучения основам электротехники и электроники (лабораторные стенды «Heatkit»); оборудование для обучения ос-

новам пайки и ремонта электронных блоков (паяльные станции «Расе»); электро- и радиоизмерительные приборы и инструменты (вольтметры, амперметры, мультиметры, генераторы, осциллографы и т.д.); измерительные и слесарные инструменты (штангенциркули, микрометры, нутромеры, резбомеры и т.д.).

Внедрены в процесс подготовки образцы насосного оборудования (6 типов) и арматуры (10 типов), образцы электродвигателей (4 типа), образцы автоматических выключателей (3 типа), образцы измерительных преобразователей (3 типа), стенды для диагностики и настройки электронных блоков электротехнического оборудования (2 типа), стенды для диагностики и настройки электронных блоков оборудования автоматики (3 типа), инструменты и оснастка для ремонта насосов и арматуры.

Подготовка ремонтного персонала осуществляется по индивидуальным программам. Основная часть подготовки приходится на обучение на рабочих местах (стажировку).

Широкое применение при подготовке ремонтного персонала находит отраслевой и зарубежный опыт. Изучается и проводится анализ материалов о международных проектах по подготовке ремонтного персонала. Перенимаются и внедряются самые передовые идеи. Инструкторы принимают активное участие в международных программах. Так, с 1993 по 1997 гг. в рамках международной программы по ядерной безопасности на Балаковской АЭС совместно с американскими специалистами фирмы «Соналисте Инк» были разработаны 12 программ подготовки, в т.ч. 4 программы подготовки ремонтного персонала.

Программы разрабатывались на основе системного подхода к обучению. По каждой программе были разработаны учебные материалы для проведения пилотных курсов. В период 1996-2000 гг. совместно с американскими специалистами фирмы «Соналисте Инк» накопленный опыт разработки программ подготовки ремонтного персонала был передан коллегам на АС России, Литвы, Армении.

На постоянной основе проводится подготовка руководителей и специалистов как с привлечением инструкторов внешних учебных заведений, так и с использованием инструкторов отделов учебно-тренировочного центра и работников производственных подразделений Балаковской АЭС.

Обучение руководителей и специалистов организовано следующим образом.

Виды деятельности	Периодичность	Объем
Подготовка на должность	ежегодно	от 1 до 4 месяцев
Поддержание квалификации	ежегодно	20 ч
Повышение квалификации	1 раз в 5 лет	1-2 недели

Подготовку на должность проходят работники, впервые поступившие на АС и при переводе на другую должность или профессию. Подготовка осуществляется по индивидуальным программам.

Поддержание квалификации осуществляется по программам, разрабатываемым руководителями подразделений и включающим обучение в объеме должностных инструкций и в соответствии с квалификационными характеристиками работников.

Повышение квалификации осуществляется в учебно-тренировочном центре по специальным курсам и по опыту эксплуатации или в учреждениях повышения квалификации.

Ежегодно в учебно-тренировочном центре проводятся 3-4 курса (по 40 часов каждый) для руководителей и специалистов по теме «Основы управления персоналом».

По направлению общей подготовки в УТЦ организованы классы по изучению норм и правил пожарной, радиационной, промышленной безопасности; кабинет охраны труда. Действует пожарный полигон.

Общая подготовка включает: обучение персонала нормам и правилам; обучение на смежные профессии; обучение персонала работе на компьютере.

Роль человека в вопросах обеспечения безопасности атомной станции была и остается достаточно высокой. В первую очередь это связано с самой спецификой атомной энергетики, где человеку отводится одна из значимых функций как в эксплуатации, так и в ремонте. И здесь немаловажное место занимает не только необходимый уровень квалификационной подготовленности, но и ответственное отношение человека к своей работе, к своим обязанностям, вытекающего из всего этого ответственного отношения к вопросам обеспечения безопасности на психологическом уровне и соответственно демонстрируемого ответственного поведения. Это нашло отражение в концепции культуры безопасности, которая принята в атомной энергетике и рассматривается как основополагающий управленческий принцип, критерием эффективности которого служит приоритетность безопасности в мыслях и действиях всего персонала АС, на всех уровнях эксплуатации.

Одним из путей формирования требуемого отношения персонала АС к вопросам безопасности является обучение. При этом обучение должно обеспечивать не только техническое мастерство, но и более широкое, на уровне психологии понимание каждым работником значимости его обязанностей и последствий ошибок, вызванных неправильными представлениями или недостаточной старательностью. Таким образом, квалификационная и психологическая подготовленность выступают важными составляющими в обеспечении надежности и безопасности.

В продолжение реализации концепции культуры безопасности, начиная с 2000 г. в УТЦ Балаковской АЭС получило развитие новое направление подготовки – психологическая подготовка персонала. Развитие этого направления – закономерный этап после успешного освоения этапа по вопросам квалификационной подготовленности. Психологическая подготовленность наряду с квалификационной рассматривается в качестве ключевого и приоритетного элемента культуры безопасности.

Психологическая подготовка в первую очередь направлена на формирование и поддержание психологических установок ответственного отношения к вопросам обеспечения безопасности атомной станции, успешное преодоление психологических трудностей при решении профессиональных задач.

Психологическая подготовка включает:

1. Теоретические занятия в виде лекций. Цель данных занятий – предоставление психологических знаний, способствующих повышению профессиональной компетентности обучаемых.

2. Практические занятия с использованием активных методов обучения:

- тренинги;
- деловые и ролевые игры;
- дискуссии;
- разборы конкретных ситуаций, решение практических задач.

Цель – формирование эффективного профессионального поведения.

Активные методы обучения строятся на использовании практического опыта персонала, а их проведение требует максимальной включенности обучаемых в учебный процесс.

Теоретические и практические занятия строятся таким образом, чтобы задания побуждали обучаемых психологически анализировать, прогнозировать, обосновывать события, условия и действия, а также проигрывать их в учебных ситуациях.

С ремонтным персоналом, учитывая специфику выполнения ремонтных работ, проводятся занятия по темам «Культура безопасности», «Психология безопасности труда». С мастерами ремонтных участков проводятся занятия по теме «Психология проведения инструктажей».

Таким образом, создание и функционирование на Балаковской АЭС системы профессионального обучения персонала, внедрение новых технических средств и методов обучения, постоянное внимание к проблемам квалификации и психологической подготовленности персонала позволили сделать значительный шаг в обеспечении надежной и безопасной эксплуатации АС, повышении надежности человеческого фактора, реализации позитивного потенциала концепции культуры безопасности.

Бердюгин Сергей Алексеевич –
заместитель главного инженера
филиала ФГУП концерн «Росэнергоатом» «Балаковская АЭС»

Макаров Эдуард Борисович –
начальник отдела радиационной безопасности
филиала ФГУП концерн «Росэнергоатом» «Балаковская АЭС»

Поступила в редакцию 15 сентября 2006 г.

Принята к публикации 30 октября 2006 г.